

# Öko-Institut



Institut für angewandte Ökologie  
Institute for Applied Ecology  
Institut d'écologie appliquée  
Instituto de ecología aplicada  
Институт Прикладной Экологии

## **Wirtschaftlichkeit und optimaler Betrieb von KWK-Anlagen unter den neuen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen**

Bearbeitet durch  
Lambert Schneider

Berlin, März 2000

Geschäftsstelle Freiburg  
Binzengrün 34a  
D-79114 Freiburg i.Br.  
 0761-452 95-0  
 0761-47 54 37

Büro Berlin  
Novalisstraße 10  
D-10115 Berlin  
 030-280 486-80  
 030-280 486-88

Büro Darmstadt  
Elisabethenstr. 55-57  
D-64283 Darmstadt  
 06151-81 91-0  
 06151-81 91-33



# Vorwort

Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes im allgemeinen und die überaus schnelle Öffnung des Marktes für Elektrizität in Deutschland im speziellen haben die stromwirtschaftliche Situation grundlegend umgestaltet. Das Interessenkalkül der stromwirtschaftlichen Akteure, aber auch deren Zahl und Ausrichtung haben sich teilweise grundlegend geändert. Die Wettbewerbsfähigkeit des bestehenden Kapitalstocks, aber auch die Schwerpunkte von Neuinvestitionen und deren Fristigkeit werden grundlegend neu bewertet. Neue Stromanbieter, auch aus dem europäischen Ausland werden in Deutschland tätig und versuchen - wie auch einige der etablierten Energieversorgungsunternehmen - um nahezu jeden Preis Marktanteile zu erringen. Gleichzeitig verstärkt sich der Trend in der Wirtschaft, nicht unmittelbar zu den industriellen Kernprozessen gehörige Teile der Betriebsanlagen über Outsourcing in neue Träger- oder Eigentümerstrukturen zu überführen.

Für die Kraft-Wärme-Kopplung ergeben sich aus diesen Trends sehr unterschiedliche Konsequenzen. Einerseits verschlechtern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, vor allem in der Übergangsphase des Verdrängungswettbewerbs und insbesondere für Neuinvestitionen erheblich, gleichzeitig ergeben sich jedoch auch neue Möglichkeiten, auch für neue Akteurs- bzw. Investorengruppen.

An umweltpolitischer Relevanz gewinnen diese Prozesse vor allem durch die Tatsache, daß der Kraft-Wärme-Kopplung in ihren unterschiedlichen Anwendungsformen auch in einer Klimaschutzstrategie ihren Platz hat, haben wird und haben muß. Aufgrund der bis heute absehbaren Entwicklungen und der bisher ergriffenen Maßnahmen und Instrumente wird in den nächsten fünf bis zehn Jahren noch eine erhebliche Lücke zu den nationalen und internationalen Verpflichtungen zur Treibhausgasminderung zu schließen sein. Ein nicht unmaßgeblicher Teil dieser Lücke kann durch die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung geschlossen werden.

An beiden Punkten setzt die Arbeit von Lambert Schneider an. Er untersucht konsequent aus der Perspektive eines Investors, in welcher Weise sich sowohl die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, aber auch die verschiedenen Varianten der (umwelt-) politischen Intervention auf die generelle ökologische und ökonomische Attraktivität der Kraft-Wärme-Kopplung, aber auch auf konkrete Auslegungsfragen und Betriebsregime auswirken. Bemerkenswert ist dabei nicht nur der durchaus innovative methodische Ansatz im engeren Sinne, sondern auch und besonders die Tatsache, daß er sich konsequent der Problematik der Unsicherheiten widmet. Vor allem, aber nicht nur durch die Einführung von Wettbewerb auf dem Energiemarkt sind Zukunftsaussagen zu wichtigen Rahmenparametern von Investitionen heute durch ein weitaus höheres Ausmaß an Unsicherheiten gekennzeichnet als in der Vergangenheit. Lambert Schneider verfolgt hier konsequent den Sensitivitätsansatz, mit dem nicht vorgebliche Sicherheiten vorgetäuscht, sondern über eine Vielzahl von Variantenbetrachtungen Trends identifiziert werden können, die Investitionsentscheidungen auf eine bessere Grundlage stellen. Besonders innovativ wird dieser Ansatzes auch dadurch, daß er auch die Möglichkeiten umweltpolitischer Interventionen (Ökosteuern, Quoten- oder Zertifikatsmodelle) gleichberechtigt in die Untersuchungen einbezieht und damit das Spektrum möglicher Entscheidungen erweitert.

Aus diesem Grunde hat sich das Öko-Institut entschlossen, die im Rahmen einer Diplomarbeit an der Technischen Universität Berlin und in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut entstandene Studie einem breiteren Leserkreis zugänglich zu machen.

Dipl.-Volkswirt Martin Cames  
Dr. Felix Christian Matthes



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>ix</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>I Chancen und Hemmnisse für die KWK</b>	<b>5</b>
<b>2 Stand und Entwicklung der KWK</b>	<b>7</b>
2.1 Entwicklung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen . . . . .	7
2.2 Potentiale . . . . .	8
2.3 Emissionsminderung . . . . .	9
2.4 Hemmnisse für die Nutzung der KWK in Deutschland . . . . .	10
2.4.1 Preispolitische Diskriminierung . . . . .	11
2.4.2 Gestaltung der Verträge für Zusatz-, Reserve- und Überschußstrom . . . . .	13
2.4.3 Duale Finanzierung . . . . .	15
<b>3 Auswirkungen der Liberalisierung</b>	<b>17</b>
3.1 Stand der KWK im neuen EnWG . . . . .	17
3.2 Sinkende Strompreise . . . . .	19
3.3 Bezug von Zusatz- und Reservestrom . . . . .	19
3.4 Verkauf von Überschußstrom . . . . .	20
3.4.1 Verkauf von Überschußstrom an Dritte . . . . .	21
3.4.2 Fortbestand der Verbändevereinbarung zur stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit . . . . .	22
3.4.3 Fortbestand kommunaler Sonderregelungen zur Einspeisevergütung . . . . .	23
3.5 Spotmärkte . . . . .	24
<b>4 Fördermaßnahmen</b>	<b>27</b>
4.1 Quotenmodell . . . . .	27
4.2 Ökologische Steuerreform . . . . .	32

4.2.1	Stromsteuergesetz . . . . .	33
4.2.2	Mineralölsteuergesetz . . . . .	34
4.2.3	Auswirkungen für die KWK . . . . .	35
<b>II Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen</b>		<b>39</b>
<b>5</b>	<b>Grundlagen der empirischen Analyse</b>	<b>41</b>
5.1	Vorgehensweise . . . . .	41
5.2	Technische Begriffe und Kennzahlen . . . . .	44
5.3	Abgrenzung des Untersuchungsgegenstands . . . . .	46
5.4	Beschreibung der Referenzobjekte . . . . .	47
5.4.1	Industriebetrieb A . . . . .	48
5.4.2	Industriebetrieb B . . . . .	50
5.4.3	Niedrigenergiesiedlung . . . . .	52
5.4.4	Mehrfamilienhaus . . . . .	52
<b>6</b>	<b>Wirtschaftliche Rahmenbedingungen</b>	<b>57</b>
6.1	Wirtschaftliche Rahmendaten . . . . .	57
6.1.1	Kalkulatorischer Zinssatz . . . . .	58
6.1.2	Kalkulatorische Abschreibungszeit . . . . .	59
6.2	Berücksichtigung von Förderprogrammen . . . . .	60
6.3	Ökologische Steuerreform . . . . .	60
6.4	Vermeidung von CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	62
<b>7</b>	<b>Abschätzung der Kosten</b>	<b>63</b>
7.1	Investitionskosten . . . . .	64
7.2	Brennstoffpreisentwicklung . . . . .	66
7.2.1	Entwicklung des Erdgaspreises . . . . .	66
7.2.2	Erdgaspreise für Sondervertragskunden . . . . .	68
7.2.3	Erdgaspreise für Tarifkunden . . . . .	71
7.3	Instandhaltungs- und Wartungskosten . . . . .	72
7.4	Vermiedene Wärmeerzeugungskosten . . . . .	74
7.5	Strombezugskosten . . . . .	74
7.5.1	Sinkende Strompreise infolge der Liberalisierung . . . . .	75
7.5.2	Sondervertragskunden . . . . .	77
7.5.3	Tarifkunden . . . . .	82
7.6	Verkauf von Überschußstrom . . . . .	86
7.6.1	Verbändevereinbarung zur stromwirtschaftlichen Zusammen- arbeit . . . . .	87
7.6.2	Weitergehende Regelungen einiger EVU . . . . .	89
7.6.3	Auswirkungen der Liberalisierung auf die Höhe der Ein- speisevergütung . . . . .	91

7.6.4	Klein-Einspeisungen . . . . .	91
7.6.5	Sondervertragskunden . . . . .	91
7.7	Verkauf von Zertifikaten . . . . .	92
<b>8</b>	<b>Berechnungsmethode</b>	<b>95</b>
8.1	Darstellung der Berechnungsmethode . . . . .	95
8.2	Bestimmung der optimalen Betriebsweise . . . . .	98
8.2.1	Einsatz des BHKW . . . . .	99
8.2.2	Optimale Betriebsweise . . . . .	101
8.3	Wahl des Basisjahres . . . . .	103
8.4	Variable Kosten und Preise im Basisjahr . . . . .	104
8.5	Bestimmung der jährlichen Kosten . . . . .	106
8.5.1	Kapitalgebundene Kosten . . . . .	107
8.5.2	Brennstoffkosten . . . . .	108
8.5.3	Instandhaltungs- und Wartungskosten . . . . .	109
8.5.4	Vermiedene Wärmeerzeugungskosten . . . . .	109
8.5.5	Strombezugskosten . . . . .	110
8.5.6	Aufwendungen für die Stromsteuer . . . . .	112
8.5.7	Verkauf von Überschußstrom . . . . .	113
8.5.8	Erlöse aus dem Verkauf von Zertifikaten . . . . .	113
8.6	Kosten zur Deckung des Strombedarfs . . . . .	114
8.7	Wahl der Anlagengröße . . . . .	115
8.7.1	Abschätzung der Tagesgänge für den Strom und Wärme- bedarf . . . . .	116
8.7.2	Optimierung der Anlagengröße und der Anzahl der Module .	117
8.7.3	Optimierung der Anlagengröße am Beispiel der Niedrig- energiedlung . . . . .	119
8.7.4	Auswahl von BHKW für die Referenzobjekte . . . . .	125
<b>9</b>	<b>Darstellung der Ergebnisse</b>	<b>133</b>
9.1	Wirtschaftlichkeit unter den Referenzannahmen . . . . .	133
9.2	Vermeidung von CO <sub>2</sub> -Emissionen . . . . .	136
9.3	Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft . . . . .	139
9.4	Ökologische Steuerreform . . . . .	141
9.5	Erdgaspreise . . . . .	143
9.6	Zinssätze und Abschreibungszeit . . . . .	146
9.7	Preise für Überschußstrom . . . . .	148
9.8	Quotenregelung . . . . .	150
<b>10</b>	<b>Fazit</b>	<b>153</b>

<b>A</b>	<b>Gesetzestexte zum Quotenmodell</b>	<b>157</b>
A.1	Entwurf Gesetzestext . . . . .	157
A.2	Entwurf Rechtsverordnung . . . . .	158
<b>B</b>	<b>Mathematische Formeln</b>	<b>163</b>
B.1	Gleichungen für die Optimierung der Anlagengröße der Niedrig- energiesiedlung . . . . .	163
<b>C</b>	<b>Ergebnistabellen</b>	<b>165</b>



# Tabellenverzeichnis

2.1	KWK-Anteil an der Stromerzeugung in der EU im Jahr 1994 (EU-Kommission 1997) . . . . .	8
3.1	Abschätzung der kurzfristigen Grenzkosten für das Jahr 1998 in der BRD nach Kreuzberg (1998,2) . . . . .	25
4.1	Ausgabe zusätzlicher Zertifikate für kleine Anlagen (Traube 1998)	29
4.2	Änderungen des Minerölsteuergesetzes in der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform zum 1. April 1999 . . . . .	34
4.3	Abschätzung der Vorteile für KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad über 70% aus der 1. Stufe der ökologische Steuerreform	38
5.1	Gemessene Kenngrößen des untersuchten Mehrfamilienhauses im Jahr 1997 . . . . .	53
6.1	Rahmendaten für die Wirtschaftlichkeitsanalyse neuer KWK-Anlagen . . . . .	58
6.2	Zusammensetzung und Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes	59
6.3	Entwicklung der nominalen Stromsteuersätze im Referenzfall und bei Weiterführung der ökologischen Steuerreform in Pf/kWh . . .	61
7.1	Spezifikation der BHKW-Anlagen mit Investitionskosten für die Referenzfälle . . . . .	66
7.2	Durchschnittliche Erdgaspreise für Sondervertragskunden . . . . .	69
7.3	Erdgaspreise verschiedener Versorgungsunternehmen bei einem Jahresverbrauch von ca. 250.000 kWh und einer Anschlußleistung von 110 kW . . . . .	71
7.4	Arbeitspreise nach den Musterpreisregelungen L125 und L200 der RWE Energie . . . . .	79
7.5	Tarif ohne Leistungsmessung für Haushaltskunden einiger EVU .	83
7.6	Preise einiger EVU nach dem Allgemeinen Tarif mit die 96-Stunden-Leistungsmessung . . . . .	84
7.7	Preise einiger EVU nach dem Allgemeinen Tarif mit 1/4-Stunden-Leistungsmessung . . . . .	85

7.8	Durchschnittliche Strombezugskosten für das Mehrfamilienhaus nach den Tarifen verschiedener EVU . . . . .	85
7.9	Vergütungssätze verschiedener EVU für die Einspeisung von Überschußstrom in das Niederspannungsnetz bis zu einer Anlagengröße von 30 kW elektrischer Leistung . . . . .	89
7.10	Regelung der Einspeisevergütung für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung in Frankfurt am Main (Quelle: Energiereferat der Stadt Frankfurt/Main 1999) . . . . .	90
8.1	Ermittlung der optimalen Betriebsweise aus technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen . . . . .	102
8.2	Vergleich verschiedener Anlagenvarianten mit einem Modul für die Niedrigenergiesiedlung . . . . .	125
8.3	Vergleich verschiedener Anlagenvarianten für den Industriebetrieb B128	
8.4	Vergleich verschiedener Anlagenvarianten mit zwei Modulen für die Niedrigenergiesiedlung . . . . .	130
8.5	Vergleich verschiedener Anlagenvarianten für das Mehrfamilienhaus	131
9.1	Rahmendaten für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen für die vier Referenzobjekte . . . . .	134
9.2	Vermeidung von CO <sub>2</sub> -Emissionen und CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten .	137

# Abbildungsverzeichnis

5.1	System der KWK-Anlage und Vergleichssystem . . . . .	42
5.2	Geordnete Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs und die potentielle Wärmenutzung eines BHKW mit Abhitzeessel für den Industriebetrieb A . . . . .	49
5.3	Geordnete Jahresdauerlinie des Strombedarfs für den Industriebetrieb A . . . . .	50
5.4	Geordnete Jahresdauerlinien des Strom- und Dampfbedarfs in dem Industriebetrieb B . . . . .	51
5.5	Gemessener und angeglicher Tagesgang des Wärmebedarfs für das Mehrfamilienhaus an einem Winter- und einem Sommertag . . . . .	54
5.6	Gemessene Jahresdauerlinie des Strombedarfs für das Mehrfamilienhaus im Jahr 1997 . . . . .	55
7.1	Spezifische Investitionskosten für BHKW nach Kreuzberg (1997) . . . . .	64
7.2	Entwicklung des Arbeitspreises für Erdgas für den Industriebetrieb A in nominalen Werten . . . . .	70
7.3	Entwicklung des Arbeitspreises für Erdgas für das Mehrfamilienhaus in nominalen Werten . . . . .	72
7.4	Entwicklung des Strompreises für Industriekunden infolge der Liberalisierung . . . . .	76
7.5	Strompreise für große Sondervertragskunden nach der RWE-Preisregelung L200 und Angaben der VEA (1999,1) . . . . .	78
7.6	Strompreise für kleine Sondervertragskunden nach der RWE-Musterpreisregelung L125 und den Angaben der VEA (1999,1) . . . . .	81
8.1	Schematische Darstellung des Modells zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von BHKW . . . . .	96
8.2	Algorithmus zur Entscheidung über den Einsatz der KWK-Einheit . . . . .	100
8.3	Algorithmus zur Bestimmung der wirtschaftlich optimalen Betriebsweise von BHKW . . . . .	101
8.4	Nominale Entwicklung der relevanten Kosten und Preise für den Betrieb der KWK-Anlagen . . . . .	104
8.5	Verhältnis der elektrischen zur thermischen Nennleistung bei verschiedenen BHKW-Modulen bis 1 MW elektrischer Leistung . . . . .	118

8.6	Gemessene Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs in der Niedrigenergiesiedlung und Deckungsanteil des BHKW . . . . .	122
8.7	Ergebnis der vereinfachten Optimierung der Anlagengröße und der Anzahl der Module für die Niedrigenergiesiedlung . . . . .	123
8.8	Jährliche Kostenersparnis mit verschiedenen KWK-Anlagen für den Industriebetrieb A . . . . .	127
9.1	Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen unter den Referenzannahmen	134
9.2	Nominale Verzinsung des eingesetzten Kapitals unter den Referenzannahmen . . . . .	135
9.3	Einsparung von CO <sub>2</sub> -Emissionen gegenüber dem Vergleichssystem (Strombezug und Wärmeerzeugung mit Erdgas) . . . . .	138
9.4	CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten ohne die Berücksichtigung von Erdgas- und Stromsteuer . . . . .	139
9.5	Auswirkungen der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug . . . . .	140
9.6	Einfluß der ökologischen Steuerreform auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug . . . . .	142
9.7	Vorteil aus der ökologischen Steuerreform bezogen auf die eigen genutzte Stromerzeugung . . . . .	142
9.8	Einfluß der Erdgaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug . . . . .	144
9.9	Einfluß der Erdgaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug bei einer Anpassung des Strompreisniveaus . . . . .	145
9.10	Einfluß des Zinssatzes auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug . . . . .	147
9.11	Einfluß der Abschreibungszeit auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug . . . . .	147
9.12	Einfluß der Preise für Überschußstrom auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug . . . . .	148
9.13	Kostenoptimale Betriebsweise der KWK-Anlage in der Niedrigenergiesiedlung bei hohen und niedrigen Preisen für Überschußstrom	150
9.14	Wirkung des Quotenmodells auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug . . . . .	151

# Zusammenfassung

In den letzten achtzehn Monaten haben sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen grundlegend geändert: Mit dem Energiewirtschaftsgesetz vom 29. April 1999 ist in Deutschland die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft eingeleitet worden, die zu einem Preisverfall auf den Strommärkten geführt hat. Ein knappes Jahr später wurde mit der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform eine neue Stromsteuer eingeführt und die bestehende Mineralölsteuer erhöht. Und: Die Bundesregierung verhandelt mit der Elektrizitätswirtschaft über den Ausstieg aus der Atomkraft.

Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Arbeit die Konsequenzen für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in einem veränderten energiepolitischen Umfeld untersucht. In einem ersten allgemeinen Teil wird zunächst der Stand der KWK vor der Liberalisierung analysiert. Darüberhinaus werden die Auswirkungen der Liberalisierung für die KWK beschrieben und Maßnahmen zur Förderung der KWK hinsichtlich ihrer Wirkung untersucht.

In einem zweiten Teil wird die Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen anhand vier typischer Anwendungen empirisch untersucht. Ziel ist dabei, den Einfluß unterschiedlicher Rahmenbedingungen auf die Rentabilität von neuen KWK-Anlagen herauszuarbeiten. In insgesamt 12 Szenarios werden unterschiedliche Annahmen über die Entwicklung des Strompreisniveaus, die Weiterführung der ökologischen Steuerreform, die Höhe zukünftiger Brennstoffpreise, die zugrunde gelegten Zinssätze und Abschreibungszeiten, die Preise für Überschußstrom und die Einführung eines Quotenmodells getroffen. Die Wirkung dieser Szenarios wird in Sensitivitätsanalysen analysiert und bewertet.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wird in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 eine eigene Methode entwickelt. Unter Zuhilfenahme von Viertelstundenwerten eines Jahres für den Strom- und Wärmebedarf wird mit einem Algorithmus in einer Simulation die wirtschaftlich optimale Betriebsweise der Anlage für ein Betriebsjahr bestimmt. Die Ergebnisse der Jahressimulation werden auf die Betriebszeit extrapoliert, wobei der Dynamik von Strompreisen, Brennstoffpreisen, Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie Ökosteuern Rechnung getragen wird. Die Kosten und Erlöse aus den verschiedenen Betriebsjahren werden zu einem finanzmathematischen Durchschnittswert über die Betriebszeit nivelliert. Die so ermittelten Gesamtkosten mit einer KWK-Anlage werden den Kosten bei Vollstrombezug und konventioneller Wärmeerzeugung in einem Heizkessel gegenübergestellt.

Bei der Ermittlung der Anschaffungs- und Betriebskosten der KWK-Anlagen werden Literaturangaben hinzugezogen und eigene Recherchen bei Herstellern, Planungsbüros und Energieversorgungsunternehmen angestellt. Mit den Ergebnissen der empirischen Untersuchung im zweiten Teil und den grundsätzlichen Überlegungen im ersten Teil können verschiedene qualitative und quantitative Aussagen über die zukünftige Entwicklung der KWK und den Einfluß der Rah-

menbedingungen getroffen werden:

- Durch den Verfall der Strompreise infolge der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft verringert sich das wirtschaftliche Potential der KWK bedeutend. Ein wirtschaftlicher Einsatz wird erschwert. Während sich mit dem heutigen Strompreisniveau bei allen untersuchten Referenzobjekten ein wirtschaftlicher Betrieb gestalten läßt, so ist dies bei einem starken Verfall der Preise nur noch in wenigen Objekten, insbesondere großen Industriebetrieben, möglich. Doch auch bei den untersuchten Industriebetrieben beläuft sich der Kostenvorteil der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug nur noch auf wenige Prozentpunkte.
- Durch die Ausnahmeregelungen der ökologischen Steuerreform für KWK-Anlagen wird insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit von kleinen, nicht-gewerblichen KWK-Anlagen gestärkt. Sie erhalten mit den nächsten Stufen der Steuerreform hohe Gutschriften für den eigenerzeugten Strom, wodurch sich die Wirtschaftlichkeit gegenüber dem Stand vor Einführung der ökologischen Steuerreform spürbar verbessert. Industriebetriebe mit KWK-Anlagen profitieren hiervon in geringerem Maße, da für sie ohnehin nur die ermäßigten Steuersätze gelten.
- Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft eröffnet für die Betreiber von KWK-Anlagen die Chance, überschüssigen Strom zu vermarkten und Reservestrom, für den bisher stark überhöhte Preise verlangt werden, günstiger einzukaufen. Im Vergleich zu der Liberalisierung und der ökologischen Steuerreform zeigt sich jedoch, daß diese Möglichkeiten nur einen mäßigen ökonomischen Nutzen bringen, der kaum den Verfall der Strompreise kompensieren kann.
- Mit einer Nutzung der KWK können vor allem in großen Industriebetrieben erhebliche Mengen an CO<sub>2</sub>-Emissionen sehr kostengünstig vermieden werden. Der KWK sollte daher bei dem Ziel der Bundesregierung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2010 gegenüber 1990 um 25% zu reduzieren eine zentrale Rolle zukommen.
- Sehr deutlich kann die Wirtschaftlichkeit von neuen KWK-Anlagen verbessert werden, wenn ein Quotenmodell eingeführt wird. In allen untersuchten Fällen wird hiermit ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Im Vergleich zu anderen Förderinstrumenten für die KWK stellt das Quotenmodell zudem eine effiziente Lösung dar, die nicht zu einer einseitigen Belastung bestimmter Unternehmen führt.

# Danksagung

Viele Menschen haben mich bei der Anfertigung dieser Diplomarbeit unterstützt. Mein Dank gilt vor allem den Mitarbeitern des Öko-Instituts in Berlin, Martin Cames, Felix Matthes, Anke Herold und Ursula Roenius, die mir die Bearbeitung dieses Themas vorgeschlagen haben, mich inhaltlich betreut haben und mir die Infrastruktur des Berliner Büros zur Verfügung gestellt haben.

Weiter möchte ich mich bei Herrn Prof. Meran für die Betreuung der Diplomarbeit und die Hilfestellung bei allen schwierigen Fragen bedanken. Inhaltliche Unterstützung und Hilfe bei der Suche nach geeignetem Datenmaterial habe ich von vielen Weiteren bekommen, insbesondere von Paul Fay (Energierferat der Stadt Frankfurt/Main), Tobias Loga (Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt), Martin Kruska (RWTH Aachen), Bettina Meyer, Sabine Poetzsch und Klaus Traube.

Einen herzlichen Dank für die Unterstützung!





# Kapitel 1

## Einleitung

Am 29. April 1998 hat der Deutsche Bundestag ein neues Energiewirtschaftsgesetz verabschiedet, in dem die Elektrizitätswirtschaft weitgehend liberalisiert wird. Die alten Versorgungsmonopole mit gesicherten Demarkationsgebieten werden aufgehoben, der Zugang zu den elektrischen Netzen wird geöffnet und die Energieversorgungsunternehmen (EVU) müssen die Erzeugung, Durchleitung und Verteilung kaufmännisch trennen.

Seitdem ist in Deutschland eine Diskussion über die Zukunftschancen der Kraft–Wärme–Kopplung (KWK) in einem liberalisierten Strommarkt entfacht. Vertreter unterschiedlicher Interessensverbände prophezeien den Untergang der KWK oder stellen einen weiteren Ausbau in Aussicht. Tatsächlich haben sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die KWK in den letzten achtzehn Monaten grundlegend geändert: Die Strompreise fallen, der Wettbewerb um Stromkunden ist in vollem Gang und die Einführung einer ökologischen Steuerreform wurde beschlossen.

Vor diesem Hintergrund stellen sich eine Reihe von Fragen:

- Kann der Strom aus KWK–Anlagen in Zukunft gegen die sinkenden Strompreise auf dem Markt konkurrieren?
- Welche Wirkung hat die ökologische Steuerreform auf die Wirtschaftlichkeit von KWK–Anlagen?
- Welche Hemmnisse für einen wirtschaftlichen Einsatz von KWK–Anlagen werden bestehen bleiben, welche werden hinzukommen und welche werden wegfallen?
- Wie können Betreiber von KWK–Anlagen ihren überschüssigen Strom verkaufen? Wird die diesbezügliche Verbändevereinbarung Bestand haben?
- Welche Wirkung wird die Einrichtung eines Spotmarkts für Strom haben?

- Kann die KWK in einer liberalisierten Elektrizitätswirtschaft einen Beitrag zum Klimaschutz leisten oder müssen Maßnahmen zum Schutz und zur Förderung der KWK ergriffen werden? Wenn ja, welche Instrumente sind hierfür am besten geeignet?

Diese ungeklärten Fragen eröffnen ein breites Feld für wissenschaftliche Untersuchungen. Ziel dieser Arbeit ist es, in einem ersten Teil die Veränderung der energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die KWK zu beschreiben und zu bewerten, um in einem zweiten Teil die Wirtschaftlichkeit typischer KWK-Anlagen vor diesem Hintergrund empirisch zu untersuchen.

In dem ersten Teil wird zunächst die bisherige Entwicklung der KWK in Deutschland umrissen. Dabei wird insbesondere auf die Hemmnisse eingegangen, die bisher einem weiteren Ausbau im Wege standen. Das dritte Kapitel widmet sich der Frage, welche Chancen und Risiken sich aus der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft ergeben und ob die beschriebenen Hemmnisse abgebaut werden können oder neue hinzukommen.

Im Rahmen des Ziels der Bundesregierung, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2010 um 25% zu reduzieren, werden verschiedene Instrumente zur Förderung der KWK diskutiert. In Kapitel 5 werden zwei dieser Instrumente aufgegriffen und analysiert: Die Konsequenzen aus der 1. Stufe der ökologischen Steuerreform werden detailliert beschrieben und das von Traube (1999) vorgeschlagene Quotenmodell wird aus umweltökonomischer Sicht untersucht.

Über die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen lassen sich kaum allgemeine Aussagen treffen, denn sie hängt – anders als bei konventionellen Kondensationskraftwerken – von jedem Einzelfall ab. Entscheidend ist unter anderem die Charakteristik des Strom- und Wärmebedarfs. Aus diesem Grund wird in dem zweiten Teil der Arbeit die Wirtschaftlichkeit an vier ausgewählten Referenzobjekten untersucht, von denen genaue Daten über den Verlauf des Strom- und Wärmebedarfs bekannt sind. Vorrangiges Ziel ist dabei nicht die exakte Abschätzung der Kosten für jeden Einzelfall, vielmehr soll herausgearbeitet werden, welchen Einfluß die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf das betriebswirtschaftliche Ergebnis haben.

Die Anschaffungs- und Betriebskosten der KWK-Anlagen werden aus einer umfangreichen Literaturrecherche und Anfragen bei Herstellern, Ingenieurbüros und EVU gewonnen. Unsicherheiten über zukünftige Preisentwicklungen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen werden durch die Festlegung verschiedener Szenarios berücksichtigt.

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen wird in Anlehnung an herkömmliche Methoden ein eigener Algorithmus entwickelt, mit dessen Hilfe es möglich ist, die optimale Betriebsweise eines typischen Betriebsjahres zu simulieren. Aus den Ergebnissen der Simulation können die Kosten und Erlöse über die gesamte Betriebszeit abgeschätzt werden. Diese werden dann den Kosten

bei Vollstrombezug und konventioneller Wärmeerzeugung in einem Heizkessel gegenübergestellt.

Abschließend werden die Ergebnisse dargestellt und bewertet. Mit Hilfe von mehreren Sensitivitätsanalysen wird gezeigt, welche Parameter die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen signifikant beeinflussen. Hierbei werden die Konsequenzen aus der Liberalisierung, die Einführung der ökologischen Steuerreform, die Rolle der von Abschreibungszeiten, Zinssätzen und Brennstoffpreisen, die Wirkung hoher Preise für Überschußstrom und der Einfluß des Quotenmodells analysiert.

In einem Fazit wird versucht, eine Antwort darauf zu finden, welche Zukunft die KWK unter den derzeitigen Rahmenbedingungen hat und welche Instrumente geeignet erscheinen, um ihren Beitrag zum Klimaschutz zu verbessern.



# Teil I

## Chancen und Hemmnisse für die KWK



# Kapitel 2

## Stand und Entwicklung der KWK

Im ersten Kapitel dieser Arbeit wird der Stand und die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland *vor* der Liberalisierung der Energiewirtschaft kurz zusammengefaßt. Dabei wird auf den Anteil an der Stromerzeugung im europäischen Vergleich, auf die technischen und wirtschaftlichen Potentiale sowie auf die Emissionsminderung im Vergleich zur konventionellen Wärme- und Stromerzeugung eingegangen. Darüberhinaus wird ein Schwerpunkt auf die Schilderung bestehender institutioneller und politischer Hemmnisse gesetzt.

### 2.1 Entwicklung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen

Nach einer Studie des statistischen Amtes der Europäischen Kommission betrug im Jahr 1994 der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) an der gesamten Stromerzeugung im EU-Durchschnitt 9%. Allerdings ist dieser Anteil in den einzelnen Ländern recht unterschiedlich: Dänemark und die Niederlande konnten Anteile um 40% verzeichnen, in Frankreich werden nur 2% ausgewiesen, in Großbritannien beträgt der Anteil 4% (EU-Kommission 1997). In Tabelle 2.1 auf Seite 8 ist der KWK-Anteil der 15 EU-Staaten an der Stromerzeugung vergleichend dargestellt.

Diese sehr unterschiedlichen Anteile sind im wesentlichen auf die jeweiligen politischen Rahmenbedingungen zurückzuführen. Während in einigen Ländern der Ausbau der KWK gefördert wurde und günstige Rahmenbedingungen geschaffen wurden, gibt es in anderen Ländern erhebliche Hemmnisse. Offensichtlich beeinflussen die politischen Rahmenbedingungen den Ausbau der KWK maßgeblich. So stellt die EU-Kommission (1997) fest: *„Der dominierende Faktor ist in allen Fällen die nationale KWK-Politik. Am Beispiel Dänemarks, Finnlands und der Niederlande zeigt sich, daß es mit Hilfe nachhaltiger, koordinierter politischer*

Land	KWK-Anteil an der Stromerzeugung	
	Installierte Leistung	Produzierte Strommenge
Belgien	12%	11%
Dänemark	71%	39%
Deutschland	23%	9%
Finnland	29%	31%
Frankreich	3%	2%
Griechenland	2%	2%
Großbritannien	4%	4%
Irland	1%	1%
Italien	10%	11%
Niederlande	34%	40%
Österreich	20%	21%
Portugal	10%	10%
Schweden	8%	6%
Spanien	3%	5%
EU-15	13%	9%

*Tabelle 2.1: KWK-Anteil an der Stromerzeugung in der EU im Jahr 1994 (EU-Kommission 1997)*

*Initiativen gelingen kann, Hindernisse, die der Verbreitung der KWK im Wege stehen, zu überwinden.“*

In West-Deutschland ist der KWK-Anteil an der Stromerzeugung in den letzten 30 Jahren deutlich gesunken. Zwischen 1970 und 1990 sank der Anteil an der installierten Kraftwerksleistung von 25 auf 16%, der Anteil an der Stromerzeugung ging im gleichen Zeitraum von 18 auf 10% zurück (Enquete-Kommission 1994).

## 2.2 Potentiale

Obwohl der Anteil der KWK an der Stromerzeugung in der BRD gesunken ist, bestehen erhebliche technische und wirtschaftliche Potentiale für einen weiteren Ausbau. Das technische und wirtschaftliche Potential der KWK wurde in einer Reihe von Studien abgeschätzt (Damberger u.a. 1994; Traube, Schulz und Salmen 1995; Nitsch 1994; Matthes, Roos und Witt 1994). Diese Studien unterscheiden sich allerdings in der Methodik und den angesetzten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie kalkulatorischen Zinssätzen oder Brennstoffpreisen. Ein direkter Vergleich der Ergebnisse ist daher kaum möglich.

Lux und Thöne (1996) haben einige Studien unter Annahme gleicher Rahmenbedingungen miteinander verglichen. Danach liegt das technisch-strukturelle Potential im Haushalts- und Kleinverbrauchssektor bei 29–51%. Als kostenneutral erschließbar gelten in den alten Bundesländern 17–51%, in den neuen Bun-



desländern 32–44%. Für die industrielle KWK wird bezogen auf den industriellen Nutzwärmebedarf ein technisch–strukturelles Potential von 19–53% für Gesamtdeutschland genannt. Hiervon sind 10–38% wirtschaftlich erschließbar.

Diese Spannbreite der Zahlen verdeutlicht, daß die Potentiale aufgrund unterschiedlicher Prämissen sehr unterschiedlich eingeschätzt werden. Es bleibt allerdings festzuhalten, daß das wirtschaftliche Potential in allen Studien weit größer als der derzeitige Anlagenbestand ist. Für die geringe Nutzung der KWK in der BRD sind vor allem die in Kapitel 2.4 geschilderten Hemmnisse verantwortlich.

Auch die niedersächsische Energieagentur hat die Ergebnisse einiger Studien miteinander verglichen und Unterschiede und Gemeinsamkeiten herausgearbeitet (Kralemann, Kersten und Verweyen 1996). Gemeinsamkeiten liegen darin, daß in allen Studien kleine BHKW für ein Wohnhaus volkswirtschaftlich teurer sind als die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme. Auch die vollständige Einspeisung des erzeugten Stroms ist mit den bestehenden Einspeisevergütungen nicht wirtschaftlich. Der Einsatz von BHKW in Krankenhäusern und der Fernwärmeausbau mit großen Heizkraftwerken gelten hingegen in allen Studien als wirtschaftlich.

## 2.3 Emissionsminderung

In Kraft–Wärme–Kopplungsanlagen wird der Brennstoff besser ausgenutzt als bei der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Dadurch wird Primärenergie einspart und werden  $CO_2$ –Emissionen vermieden. Über die Höhe der Emissionsminderung und der Einsparung an Primärenergie besteht allerdings Uneinigkeit (vgl. Kralemann, Kersten, Verweyen (1996) und Lux, Thöne (1996)).

Bei der Bestimmung dieser Größen kommt es auf die Annahmen an, welche Typen von KWK–Anlagen zugebaut werden und welche Art von Stromerzeugung dadurch an anderer Stelle vermieden wird. Dies soll an zwei Beispielen verdeutlicht werden, in denen für die Emissionsvermeidung durch KWK einmal ungünstige und einmal günstige Rahmenbedingungen angenommen werden:

1. Bei einem Ausbau der KWK werden vorwiegend große Heizkraftwerke auf Steinkohlebasis errichtet. Anstelle der KWK würde die alternative Stromerzeugung in modernen GuD–Kraftwerken und die alternative Wärmebereitstellung mit Brennwertkesseln auf Erdgasbasis erfolgen. Bei diesem Szenario werden durch die KWK praktisch keine  $CO_2$ –Emissionen mehr vermieden, da zwar die Brennstoffausnutzung mit der KWK etwas höher ist, aber die spezifischen  $CO_2$ –Emissionen der Steinkohle (ca. 93 kg/GJ) weit größer als die von Erdgas (ca. 55 kg/GJ) sind.
2. Der Ausbau der KWK erfolgt in dezentralen, effizienten motorbetriebenen BHKW und Gasturbinenanlagen auf Erdgasbasis unter Verwendung von

Brennwert-Technologie. Durch den Einsatz dieser Anlagen wird die Wärmebereitstellung in Nachtspeicheröfen und Durchlauferhitzern verdrängt bzw. vermieden. Durch die alternative Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, den Verzicht auf Strom zur Wärmebereitstellung und die Vermeidung von Übertragungsverlusten durch den Einsatz dezentraler Einheiten können alte ineffiziente Kraftwerke auf Braun- oder Steinkohlebasis abgeschaltet werden. Bei diesem Szenario könnten durch den Einsatz von KWK die CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Primärenergieverbrauch erheblich gesenkt werden.

Die beiden Beispiele veranschaulichen, daß bei der Bewertung der KWK hinsichtlich einer Emissionsminderung den politischen Akteuren viel Raum für eine individuelle Bestimmung des Nutzens aus der KWK gegeben wird.

## 2.4 Hemmnisse für die Nutzung der KWK in Deutschland

Es gibt eine Reihe von institutionellen Hemmnissen, die dazu führen, daß der Anteil der KWK an der Stromerzeugung im Vergleich zu einigen anderen europäischen Ländern vergleichsweise niedrig ist und viele wirtschaftliche Potentiale bisher nicht ausgeschöpft werden. Im folgenden werden diese Hemmnisse näher beschrieben. Eine detaillierte Darstellung der Behinderung von Eigenerzeugung in KWK-Anlagen findet sich bei Traube (1999).

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden überwiegend von unabhängigen Betreibern oder kommunalen Energieversorgungsunternehmen (EVU) betrieben. Typische Beispiele sind Stadtwerke, die Fernwärmenetze betreiben oder öffentliche Gebäude versorgen, oder Industrieunternehmen, die sowohl Strom als auch Prozeßwärme benötigen.

Das Hauptproblem besteht in der Abhängigkeit der Betreiber von den vorgelagerten EVU. Die Betreiber sind für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Anlagen auf bestimmte zusätzliche Leistungen angewiesen, die bisher immer das vorgelagerte EVU erbracht hat:

1. Die Versorgungssicherheit muß auch bei Ausfall der Anlage gewährleistet bleiben. Die Betreiber müssen bei Ausfall ihrer eigenen Anlage *Reservestrom* beziehen.
2. Eine KWK-Anlage kann alleine nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich den gesamten Strombedarf decken. Die Betreiber müssen zur Deckung des eigenen Strombedarfs *Zusatzstrom* beziehen.
3. Ist der eigene Strombedarf gering, aber ein ausreichender Wärmebedarf vorhanden, muß *Überschußstrom* an Dritte verkauft werden, um die KWK-Anlage weiterbetreiben zu können.

Bei allen drei Punkten wird in jedem Fall das Netz des vorgelagerten EVU beansprucht. Bisher war das vorgelagerte EVU auch automatisch für die Vorhaltung und Inanspruchnahme von Reserveleistung, den Zusatzstrombezug und die Einspeisung von Überschußstrom zuständig.

Das vorgelagerte EVU steht jedoch wirtschaftlich in Konkurrenz zu den unabhängigen Betreibern, die mit ihrer eigenen Stromproduktion den Absatz des vorgelagerten Unternehmens senken. Das Interesse des EVU besteht daher darin, die unabhängige Stromproduktion zu verhindern oder – falls dies nicht möglich ist – zu erschweren. So stellt die EU-Kommission (1997) in einer Mitteilung fest, daß *„viele der maßgeblichen Hindernisse ... auf das Verhältnis zwischen Eigenerzeugern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen zurückzuführen sind.“* Vorgelagerte EVU können die Eigenerzeugung von KWK-Strom auf verschiedene Art und Weise behindern, insbesondere durch ihre Preispolitik und die Gestaltung der Verträge für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom und die Abnahme von Überschußstrom.

Ein weiteres Problem stellt die duale Finanzierung bei vielen Objekten der öffentlichen Hand und in der Wohnungswirtschaft dar.

### 2.4.1 Preispolitische Diskriminierung

Das vorgelagerte EVU kann durch seine Preisgestaltung die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen unabhängiger Betreiber beeinflussen. Wenn es sich bei den potentiellen Betreibern von KWK-Anlagen nicht um Tarifikunden, sondern um Sonderkunden handelt – wie es überwiegend der Fall ist –, so kann das vorgelagerte EVU die Elektrizitätspreise individuell anpassen.

Dies kann zu einer preispolitischen Behinderung von KWK-Anlagen führen: Plant ein potentieller Eigenerzeuger eine KWK-Anlage, so macht das vorgelagerte EVU unter Beachtung der Rahmenbedingungen und der Kalkulation des potentiellen Eigenerzeugers ein individuelles „Sonderangebot“. Die Strombezugskosten dieses Angebots liegen dabei gerade unter den kalkulierten Kosten der KWK-Anlage bei einer Anlegung an die Wärmekosten. Der Bezug von dem vorgelagerten EVU wird durch das „Sonderangebot“ günstiger als die Errichtung einer eigenen KWK-Anlage. Der potentielle Eigenerzeuger wird auf den Bau einer eigenen KWK-Anlage verzichten und das günstigere Angebot des vorgelagerten EVU nutzen.

Diese „flexible“ Preisgestaltung seitens der EVU führt zu erstaunlichen Ergebnissen: Ein Geschäftsführer eines Beratungsunternehmens berichtet, daß eine übliche Vorgehensweise bei der Beratung von Industriekunden darin besteht, dem vorgelagerten EVU eine günstige – jedoch noch glaubwürdige – Kalkulation für eine KWK-Anlage vorzulegen und darüber vergünstigte Strombezugskondition auszuhandeln. Das Beratungsunternehmen konnte so die Stromrechnung seines Kunden erheblich senken, ohne in Anlagentechnik zu investieren.

Die VDEW (1996, S. 10) hat diese Strategie der EVU in einem Jahresbericht mit den folgenden Worten ausgedrückt:

*„Für die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist Wettbewerb nichts Neues. Sie mußten sich schon bisher ... gegen die Eigenerzeugung behaupten. Letztere hat Auftrieb bekommen, da die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme heute bei kleinen Anlagen auf der Basis von Erdgas wirtschaftlich sein kann ... Zwischen 1994 und 1996 mußten nach einer VDEW-Umfrage die 50 größten Stromversorger sich in fast 2000 Fällen der Herausforderung durch Pläne zur Eigenerzeugung stellen. Durch flexibles Preisgebaren ... konnten sie sich vielfach behaupten ... Jedenfalls wurden die Überlegungen zur Eigenerzeugung in den meisten Fällen letztlich fallengelassen.“*

An sich wirtschaftliche Anlagen werden offensichtlich durch *flexibles Preisgebaren* betriebswirtschaftlich unrentabel gemacht.

Für das vorgelagerte EVU rechnen sich aus betriebswirtschaftlicher Perspektive solche „Sonderangebote“ durchaus. Erstens werden so durch langfristige Verträge Kunden gebunden. Zweitens verfügen gerade die großen Versorgungsunternehmen über erhebliche Überkapazitäten. Der Verkauf von Strom zu Preisen oberhalb der eigenen Grenzkosten führt in diesem Fall zu einer Erhöhung ihrer Deckungsbeiträge. Allerdings gilt dieses Kalkül nur kurzfristig und bei vorhandenen Überkapazitäten: Langfristig muß sich das EVU bei der Preisbildung an den Grenzkosten neu zu errichtender Kapazitäten orientieren.

Müller-Achterwinter (1997) u.a. haben empirisch die Höhe der vermiedenen Kosten durch Stromerzeugung in KWK-Anlagen unter ostdeutschen Rahmenbedingungen untersucht. Dabei wurde sowohl die Vermeidung von fixen und variablen Erzeugungskosten, als auch die Vermeidung von Netzkosten und Verwaltungskosten berücksichtigt. Die Autoren nehmen in ihrer Berechnung an, daß die Kapazität eines neu zu bauenden Kondensationskraftwerks auf Braunkohlebasis bei einer Leistung von 3300 MW und 7200 Jahresvollaststunden zu 79,5% durch KWK-Anlagen ersetzt werden könnte. Unter diesen Rahmenbedingungen kommen sie auf durch KWK-Anlagen vermeidbare Systemkosten von 9,88 Pf/kWh. Die Autoren führen jedoch an, daß unter Berücksichtigung weiterer Faktoren, insbesondere einer geringeren Benutzungsdauer und den Kosten für die Reservevorhaltung, die vermiedenen Kosten durch die KWK dem Niveau der durchschnittlichen Vollbezugskosten der Stadtwerke von den vorgelagerten EVU entsprechen. Diese berechnen Müller-Achterwinter u.a. (1997, S. 251) für verschiedene Referenzfälle in Ostdeutschland zu 12,14 bis 15,06 Pf/kWh.

Sollten die vermiedenen Kosten durch KWK-Anlagen bei den EVU tatsächlich ca. 12–15 Pf/kWh betragen, so kann in vielen Fällen sicherlich von Dumpingangeboten und damit einhergehend von einer Quersubventionierung gesprochen werden, da die „Sonderangebote“ für potentielle Eigenerzeuger zum Teil unterhalb

dieser Beträge liegen. Die EVU diskriminieren in diesem Fall zwischen potentiellen Betreibern von KWK-Anlagen und übrigen Kunden, denn letztere können nicht mit der Errichtung einer KWK-Anlage drohen.

Der praktische Nachweis einer solchen Preisdiskriminierung ist sicherlich schwer zu erbringen, es gibt allerdings deutliche Hinweise: Die „Stromkonsensrunde Ost“ beschloß z.B. am 31. Januar 1996 in Erfurt, daß die VEAG ihren Regionalversorgern jährlich 150 Millionen DM zur Verfügung stellt für die „Markterhaltung der Braunkohle“ (zitiert nach Traube 1999). Dahinter dürften sich u.a. Dumping-Angebote zur Verhinderung von KWK-Anlagen verbergen.

### 2.4.2 Gestaltung der Verträge für Zusatz-, Reserve- und Überschußstrom

Verträge für die Lieferung von Zusatz- und Reservestrom werden vertraulich behandelt. Es sind zwar einige Norm-Sonderverträge erhältlich, doch gerade bei dem Verkauf an große Kunden, wie Stadtwerken oder regionale EVU, weichen die Konditionen zum Teil erheblich von denen der Normverträge ab.

Grundlage für die Gestaltung der Verträge für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom sowie die Einspeisung von Überschußstrom bildet die Verbändevereinbarung mit dem Titel „Grundsätze über die Intensivierung der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen öffentlicher Elektrizitätsversorgung und industrieller Kraftwirtschaft“ vom 27. September 1994 zwischen VDEW, BDI und VIK (1994), die ausführlich in Kapitel 7.6.1 auf Seite 87ff dargestellt wird. Trotz einiger Verbesserungen in der Fassung von 1994 werden die getroffenen Vereinbarungen zum Teil so ausgelegt, daß die Behinderung von KWK-Anlagen durch eine entsprechende Vertragsgestaltung weiterhin möglich ist. Traube (1999) stellt diese Situation ausführlich dar und nennt u.a. folgende gebräuchliche Elemente vertraglicher Behinderung der Eigenerzeugung in KWK-Anlagen:

- *Degressive Preissysteme.* Die Verträge für den Strombezug werden so gestaltet, daß die Preise für Leistung und Arbeit mit der Bezugsmenge sinken. Werden Teile des Strombedarfs durch KWK-Anlagen bereitgestellt, so sind für die Betreiber die vermiedenen Strombezugskosten geringer als ihre durchschnittlichen Strombezugskosten.
- *Preise für Reservestrom.* Für die Bereitstellung und Inanspruchnahme von Reserveleistung werden hohe Preise verlangt. Es ist fraglich, ob diese Preise den tatsächlichen Kosten für die Vorhaltung und Inanspruchnahme von Reservestrom entsprechen, da der Ausfall mehrerer Anlagen zum gleichen Zeitpunkt unwahrscheinlich ist und sich nur in sehr geringem Maße auf die Engpaßleistung öffentlicher Kraftwerke auswirken würde. Traube (1999, S. 19) kommt in Hinblick auf die in Kapitel 7.5 geschilderten Konditionen der RWE Energie AG zum Beispiel zu dem Schluß, daß „die Reservestrompreise

*erheblich höher sein dürften als die dem Reservegeber für die Vorhaltung der Reserve entstehenden Kosten.*“ Zu dem gleichen Schluß kommt Handrock (1995): *„Die Vielzahl der errichteten BHKW-Anlagen und die inzwischen erreichte technische Zuverlässigkeit machen diese Technik zu einer stabilen Größe im Stromerzeugungsmix. Deshalb sind die heute von der Mehrzahl der EVU angebotenen Reserveleistungspreise, die im Mittel 30% des normalen Stromleistungspreises ausmachen, zu hoch. Ein Vergleich mit den europäischen Nachbarländern bestätigt diese Einschätzung.*“ Das Ergebnis ist, daß sich KWK-Anlagen wegen der hohen Kosten für die Vorhaltung und Inanspruchnahme betriebswirtschaftlich nicht mehr rechnen. Die EU-Kommission (1997, S. 9) stellt fest: *„Die für die Versorgung von Reservestrom geltenden hohen Tarife halten vor allem industrielle und kommerzielle Investoren davon ab, in die KWK zu investieren.“*

- *Vertragsgestaltung für Zusatzstrom.* Die Bedingungen für den Zusatzstrombezug sind häufig ungünstiger als für den Vollstrombezug, da z.B. die Wahlmöglichkeit zwischen Vertragstypen eingeschränkt wird oder Rabatte für den Vollstrombezug gewährt werden.<sup>1</sup>
- *Zwang zu wärmegeführtem Betrieb.* In einigen Verträgen wird eine Wärme-führung der KWK-Anlagen festgeschrieben. Dies schränkt die Wirtschaftlichkeit erheblich ein, da erstens unter bestimmten Rahmenbedingungen die Stromführung günstiger ist (vgl. Kapitel 8.2) und zweitens das Abfahren von Lastspitzen zur Vermeidung von Leistungskosten so verhindert wird.
- *Take-or-pay-Klauseln.* In Take-or-pay-Klauseln wird festgelegt, daß ein bestimmter Anteil der bestellten Leistung in jedem Fall bezahlt werden muß, auch wenn nur eine geringere Leistung benötigt wurde. In diesem Fall kann eine eigene KWK-Anlage nur begrenzt zur Verringerung der Kosten für die bezogene Leistung beitragen.
- *Vergütung für Überschußstrom.* Nach der oben genannten Verbändervereinbarung *„orientiert sich die Vergütung für die Einspeisung an den vermiedenen Kosten der Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung und berücksichtigt etwaige Einsparungen von Verlusten bei Transport und Verteilung. (...) Die Vergütungen des jeweiligen Versorgungsunternehmens werden abgeleitet aus der steilsten Musterpreisregelung des jeweiligen Versorgungsunternehmens für verbrauchende Sondervertragskunden, und zwar vom Durchschnittspreis für 5 MW Leistungsbedarf und 8760 Jahresbenutzungsstunden.“*

---

<sup>1</sup>Die oben zitierte Verbändervereinbarung sichert zwar die Gleichstellung von Zusatzstrombezug und Vollstrombezug, wenn Zusatzstrombezieher „in konjunkturellen Abläufen ein synchrones Verhalten in der Eigenstromerzeugung und im Fremdstrombezug nachweisen“, doch nach Traube (1999) wird dieser Satz in der Praxis eigenwillig ausgelegt.

Die „vermiedenen Kosten der Stromerzeugung“ werden nicht näher spezifiziert. In der Praxis liegen die Vergütungssätze allerdings unter den *langfristig* vermiedenen Grenzkosten. Der Überschussstrom wird somit nicht volkswirtschaftlich sinnvoll bewertet. Bei einer volkswirtschaftlichen Bewertung würden viele Versorgungsfälle wirtschaftlich werden, die einen hohen Wärmebedarf, aber einen geringeren Strombedarf haben. Das wirtschaftliche Potential von KWK-Anlagen würde sich dadurch bedeutend erweitern (vgl. Meixner 1995).

### 2.4.3 Duale Finanzierung

Bei einer dualen Finanzierung liegt die Zuständigkeit für Investitionen in anderen Händen als die für die Betriebskosten. Das klassische Beispiel hierfür ist die Wohnungswirtschaft: In Mehrfamilienhäusern müssen die Mieter die Betriebskosten tragen, während der Vermieter die Investitionskosten für die Wärmebereitstellung zu übernehmen hat. Der Vermieter hat von sich aus daher nur ein geringes Interesse an Investitionen in Energieeinsparmaßnahmen, da er nicht von der Senkung der Betriebskosten profitiert.

Das gleiche Problem ist bei der Wärme- und Stromversorgung von Gebäuden der öffentlichen Hand oder bei Krankenhäusern anzutreffen. Eine Lösung liegt hier in der Beauftragung eines Contracting-Unternehmens mit der Energieversorgung. Das Contracting-Unternehmen kann ggf. die Investitionskosten für eine KWK-Anlage bereitstellen und sich aus dem Verkauf der erzeugten Energie an den Kunden refinanzieren.





# Kapitel 3

## Auswirkungen der Liberalisierung

Aus der Liberalisierung der Energiewirtschaft ergeben sich für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowohl Chancen als auch Risiken, die im folgenden aufgezeigt werden sollen. Dabei wird zunächst auf den Stand der KWK im neuen Energiewirtschaftsgesetz eingegangen. Daraufhin werden die Konsequenzen sinkender Strompreise dargelegt und die Möglichkeiten für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom sowie für den Verkauf von Überschußstrom geschildert. Zum Abschluß wird kurz auf die Wirkung von zukünftigen Spotmärkten eingegangen.

### 3.1 Stand der KWK im neuen EnWG

Mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 29. April 1998 ist die EU-Richtlinie 96/92/EG umgesetzt worden, die eine Liberalisierung der Energiewirtschaft in der Europäischen Union vorsieht. Zentrale Elemente der Reform sind die Aufhebung der Versorgungsmonopole in den alten Demarkationsgebieten, der diskriminierungsfreie Zugang zu den elektrischen Netzen sowie die Trennung der Geschäftsbereiche Erzeugung, Durchleitung und Verteilung.

Grundsätzlich wird der KWK in dem neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 29. April 1998 kein besonderer Schutz eingeräumt. In § 2 Absatz 4 des Gesetzes heißt es zur Definition von Umweltverträglichkeit:

*„Umweltverträglichkeit bedeutet, daß die Energieversorgung den Erfordernissen eines rationellen und sparsamen Umgangs mit Energie genügt, eine schonende und dauerhafte Nutzung von Ressourcen gewährleistet ist und die Umwelt möglichst wenig belastet wird. Der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien kommt dabei besondere Bedeutung zu.“*

Aus dieser allgemeinen Begriffsbestimmung lassen sich jedoch keine konkreten Vorgaben oder Schutzmechanismen für die KWK ableiten.

In den §§ 5, 6, 7 und 8 des EnWG sind die Modalitäten des Netzzugangs geregelt. Grundsätzlich gilt der Zugang zum Elektrizitätsversorgungsnetz nach dem System des verhandelten Netzzugangs (§§ 5 und 6). Danach haben die Betreiber von Netzen anderen einen diskriminierungsfreien Zugang zu gewähren. Grundsätze über die Stromdurchleitung wurden in der „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“ vom 22. Mai 1998 zwischen der VDEW, dem BDI und der VIK (1998) ausgehandelt. Die Verbändevereinbarung gilt zunächst bis zum 30. September 1999, danach soll sie durch eine neue Vereinbarung abgelöst werden.

In § 6 Absatz 1 Satz 2 wird zudem festgelegt, daß die Durchleitung unter bestimmten Umständen verweigert werden kann, wenn sie nicht zumutbar ist. In § 6 Absatz 3 wird spezifiziert, daß *„bei der Beurteilung der Zumutbarkeit besonders zu berücksichtigen ist, inwieweit dadurch Elektrizität aus fernwärmeorientierten, umwelt- und ressourcenschonenden sowie technisch-wirtschaftlich sinnvollen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (...) verdrängt und ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Anlagen verhindert würde, wobei Möglichkeiten zum Verkauf dieser Elektrizität an Dritte zu nutzen sind.“*

Bei der Interpretation dieser Ergänzung sind die Einschränkung auf fernwärmeorientierte Anlagen und der Begriff „technisch-wirtschaftlich sinnvolle“ KWK-Anlagen wichtig. In dem Gesetz wird nicht näher spezifiziert, was unter *technisch-wirtschaftlich sinnvollen* KWK-Anlagen zu verstehen ist. Hier ist ein weiterer Interpretationsspielraum gegeben. Wird *wirtschaftlich* als betriebswirtschaftlich verstanden, so erübrigt sich diese „Schutzklausel“ von selbst. Denn wenn solche fernwärmeorientierten Anlagen in einem harten Wettbewerb, wo bei Überkapazitäten Strompreise zu kurzfristigen Grenzkosten angeboten werden, konkurrieren können und somit betriebswirtschaftlich rentabel sind, haben sie auch keine Probleme, den Strom aus KWK-Anlagen zu verkaufen. Wird *wirtschaftlich* hingegen als volkswirtschaftlich interpretiert, so wird hiermit die Diskussion um die volkswirtschaftlichen Kosten verschiedener Elektrizitätserzeugungssysteme unter Einbeziehung externer Kosten mit den bekannten Quantifizierungsproblemen eröffnet.

Ein weiteres Problem dieser Regelung besteht darin, daß der Nachweis einer solchen Unzumutbarkeit im Einzelfall erbracht und die Auseinandersetzung darüber ggf. gerichtlich ausgetragen werden muß. Insofern ist die Wirkung dieser Klausel nach § 6 Absatz 1 und 3 eher als gering einzuschätzen. Dem Autor ist bisher kein Fall bekannt geworden, in dem die Durchleitung mit Verweis auf diese Klausel verweigert werden konnte.

Eine Erleichterung für Betreiber von KWK-Anlagen besteht in dem Entfall der Genehmigungspflicht bei Eigenerzeugung. Grundsätzlich bedarf nach § 3 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Aufnahme der Energieversorgung anderer nämlich der Genehmigung. Hiervon werden in § 3 Absatz 1 Nr. 2 Betreiber von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ausgenommen, die außerhalb des öffentlichen Netzes Endverbraucher versorgen. Hierdurch erleichtert sich die

Errichtung von Blockheizkraftwerken (BHKW) erheblich, insbesondere im Fall von Mehrfamilienhäusern und neuen Wohnsiedlungen (vgl. Brosziewski 1999).

## 3.2 Sinkende Strompreise

Die Einführung des Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft hat zur Folge, daß die Strompreise erheblich sinken werden. Hiervon ist die Wettbewerbsfähigkeit der KWK betroffen, da die Stromerzeugung in KWK-Anlagen in direkter Konkurrenz zu der Alternative des Strombezugs steht.

Das Absinken des Strompreinsniveaus resultiert zum einen aus Rationalisierungsmaßnahmen in den EVU, zum zweiten aus günstigeren Strombezugsbedingungen durch einen intensivierten Handel und zum dritten aus einem starken Konkurrenzdruck angesichts einer bestehenden Überkapazität in Deutschland. Die Überkapazität führt dazu, daß Strom zum Teil zu Preisen angeboten wird, die kaum über den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung liegen. Die Kassen der alten EVU sind gefüllt und es geht vor allem darum, Marktanteile zu gewinnen bzw. nicht zu verlieren.

Die Einschätzungen über den Umfang des Strompreisverfalls gehen auseinander. Es dürfte allerdings erwartet werden, daß die Strompreise zumindestens mittelfristig, wenn um 2005 viele Kapazitäten ersetzt werden müssen, wieder ansteigen. In dem zweiten Teil der Arbeit wird die Wirkung sinkender Strompreise auf die Wirtschaftlichkeit von einzelnen Referenzanlagen detailliert in verschiedenen Sensitivitätsanalysen untersucht.

In den Industriebetrieben und bei den kommunalen Energieversorgern, die den größten Anteil der bestehenden KWK-Anlagen betreiben, gibt es wegen der Liberalisierung eine starke Zurückhaltung, was Investitionen in neue KWK-Anlagen angeht. Im Gegenteil: Viele Unternehmen erwägen das Abschalten bestehender Anlagen und den Ersatz durch konventionelle Heizwerke, da dann andere Kraftwerke besser ausgelastet werden können oder zusätzlicher Strom zu sehr günstigen Konditionen bezogen werden kann.

## 3.3 Bezug von Zusatz- und Reservestrom

Die Konditionen für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom werden sich infolge der Liberalisierung verbessern. Es kann erwartet werden, daß bei einem funktionierendem Wettbewerb ein Teil der in Kapitel 2.4 beschriebenen Hemmnisse entfallen, da die Betreiber konkurrierenden Anbietern von Zusatz- und Reservestrom gegenüberstehen. Hierzu zählen Klauseln und Vorschriften, wie die Vorschreibung einer wärmegeführten Betriebsweise oder die Festlegung von hohen Mindestverrechnungspreisen, die sich im Wettbewerb nicht mehr aufrecht erhalten lassen.

Auch die überhöhten Preise für die Vorhaltung und Inanspruchnahme von Reserveleistung werden auf Dauer mit Sicherheit erheblich sinken. Denn Preise von bis zu 30% des normalen Leistungspreises (Musterpreisrelegung L200 der RWE Energie AG) spiegeln mit Sicherheit nicht die tatsächlichen Kosten des Unternehmens wieder. Da in dem Einzugsgebiet eines EVU viele KWK-Anlagen mit zum Teil mehreren Modulen betrieben werden, erhöht sich die Leistungsnachfrage selbst bei einem zufälligen, gleichzeitigen Ausfall mehrerer Anlagen nur geringfügig.

Bei dem Zusatzstrombezug ist die *Bündelung* mehrerer Betreiber von KWK-Anlagen eine interessante Option, insbesondere wenn sich die Stromprofile des Zusatzstrombedarfs jeweils voneinander unterscheiden. Durch die Zusammenfassung in Strompools kann der Leistungsanteil an den Strombezugskosten gesenkt werden.

Grundsätzlich wird der Zusatzstrombezug im Durchschnittspreis ungünstiger als der Vollstrombezug bleiben, da das Verhältnis von beanspruchter Leistung zu bezogener Strommenge beim Zusatzstrombezug ungünstiger ist.

Für die Betreiber von sehr kleinen Anlagen haben sich mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz die Bedingungen für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom verbessert: Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis zu 30 Kilowatt können nach § 10 Absatz 2 Satz 1 und Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Versorgung mit Zusatz- und Reservestrom zu allgemeinen Tarifbedingungen verlangen. Betreiber von solchen KWK-Anlagen müssen demnach wie Tarifkunden behandelt werden. Der Bund-Länder-Ausschuß hat hierzu festgestellt, daß diese Verbraucher „unzweideutig so in das Tarifgefüge einzugruppieren sind, wie es in den Fällen ohne Eigenerzeugung geschehen müßte“ (zitiert nach VIK 1999). Für kleine BHKW kommen danach auch Tarife für Haushaltskunden ohne Leistungsmessung in Frage. Es entstehen keine zusätzlichen Kosten für die Bestellung von Reserveleistung.

### 3.4 Verkauf von Überschußstrom

Auch die Bedingungen für den Absatz von Überschußstrom werden sich für die Betreiber von KWK-Anlagen mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft fundamental ändern. Zunächst eröffnet die Liberalisierung die Chance, überschüssigen Strom durchzuleiten und an Dritte zu verkaufen. Allerdings ist es vor diesem Hintergrund auch fragwürdig, ob die bestehende Verbändevereinbarung zur „stromwirtschaftliche Zusammenarbeit“ zwischen VDEW, VIK und BDI, in der die Vergütung für die Einspeisung von Überschußstrom in das Netz geregelt ist, noch angewendet werden wird. Unter Druck geraten durch die Liberalisierung auch weitergehende Einspeisevergütungen auf kommunaler Ebene, die zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung etabliert wurden. Auf diese Punkte wird im folgenden näher eingegangen

### 3.4.1 Verkauf von Überschußstrom an Dritte

Nach der Liberalisierung der Energiewirtschaft ergeben sich für die Betreiber von KWK-Anlagen eine Reihe neuer Möglichkeiten, überschüssigen Strom abzusetzen. Sie sind nicht mehr auf das vorgelagerte EVU angewiesen und können unter Umständen höhere Preise erzielen. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein funktionierender Wettbewerb mit geringen Transaktionskosten und fairen Netzzugangsbedingungen.

Der Vorteil eines direkten Verkaufs von Überschußstrom an Dritte liegt darin, daß hierfür dann nicht nur die vermiedenen Kosten des vorgelagerten EVU vergütet werden<sup>1</sup>, sondern die vermiedenen Strombezugskosten des Letztverbrauchers abzüglich der Durchleitungsentgelte. Ein grundsätzliches Problem besteht in der Charakteristik des Überschußstromangebots. Diese ist von Einzelfall zu Einzelfall völlig unterschiedlich, es gibt aber immer Schwankungen, die auf das „zufällige“ Verhalten der Stromverbraucher zurückzuführen sind und die kaum prognostizierbar sind. Eine Lösung bietet die Bündelung mehrerer Stromerzeuger. Hierbei können Stromhändler eine zentrale Rolle einnehmen.

Für die Betreiber von KWK-Anlagen ist der Verkauf an Anbieter oder Händler von „Ökostrom“ besonders interessant, da hierfür etwas höhere Entgelte gezahlt werden. Bei den meisten Anbietern von Ökostrom wurde die KWK in Ergänzung zu Strom aus regenerativen Energiequellen in das Strom-Portfolio aufgenommen. Dies macht sowohl ökologisch als auch ökonomisch Sinn: Erstens stellen KWK-Anlagen im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung eine ökologisch sinnvolle Alternative dar. Zweitens passen die Jahregänge der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und KWK-Anlagen sehr gut zusammen. Werden KWK-Anlagen zum Heizen und zur Brauchwassererzeugung eingesetzt, so gibt es ein Angebot an Überschußstrom vor allem im Winter und in den Nachtstunden. Im Sommer tritt hingegen ein Mangel auf, da der Wärmebedarf gering ist. Bei der Stromerzeugung mit Photovoltaik gibt es im Sommer tagsüber ein großes Angebot, in den Nachtstunden und im Winter praktisch keine Erzeugungsleistung.

Werden die KWK-Anlagen zudem mit einem Pufferspeicher und/oder einer Notkühlvorrichtung betrieben, so gibt es eine gewisse Flexibilität in der Erzeugung, wodurch Lastspitzen abgefahren werden können und zufällige oder witterungsbedingte Schwankungen ausgeglichen werden können, die gerade bei dem Einsatz von regenerativen Energiequellen häufig auftreten. Sie spielen daher auch bei der Integration von Windkraftanlagen eine wichtige Rolle.

Der Strom aus KWK-Anlagen, Windkraftanlagen und Photovoltaik hat jeweils einzeln betrachtet wegen dem ungünstigen oder schwer prognostizierbaren Verlauf der Erzeugungsleistung einen geringen ökonomischen Wert. Durch ein geschicktes Energiemanagement bei dem Stromeinkauf und dem Betrieb der An-

---

<sup>1</sup>In der Realität dürften die Vergütungssätze unterhalb der tatsächlich vermiedenen Kosten liegen, vgl. Kapitel 2.4.1

lagen kann aber ein Portfolio geschaffen werden, das in der Erzeugungsstruktur der typischen Verbrauchscharakteristik nahe kommt und sich somit gut verkaufen läßt.

### 3.4.2 Fortbestand der Verbändevereinbarung zur stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit

Die Vergütung von Überschußstrom, der in das Netz des vorgelagerten EVU eingespeist wird, ist bisher nicht gesetzlich, sondern in Form einer Verbändevereinbarung geregelt, die 1979 beschlossen und zuletzt 1994 novelliert wurde (VDEW, BDI, VIK 1994). Die Vergütungsmodelle dieser Vereinbarung sind in Kapitel 7.6.1 auf Seite 87 beschrieben.

Nach der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes vom April 1998 halten einige Vertreter aus der Stromwirtschaft den Fortbestand der Verbändevereinbarung für fragwürdig. Es wird argumentiert, daß nach der Liberalisierung den Betreibern von KWK-Anlagen alle Möglichkeiten offenstehen, im Wettbewerb mit anderen EVU ihren Überschußstrom zu verkaufen und daher eine Vergütung zu konkret vermiedenen Kosten durch das vorgelagerte EVU nicht mehr gerechtfertigt ist. Pohlmann (1999) von der VDEW führt in den *Energiewirtschaftlichen Tagesfragen* aus, daß sich weder aus dem neuen Energiewirtschaftsgesetz noch aus kartellrechtlichen Vorschriften im GWB ein Vergütungsanspruch für KWK-Strom ableiten läßt:

*„Im Ergebnis besteht daher jedenfalls für den Regelfall keine kartellrechtliche Aufnahmepflicht für Strom aus KWK-Anlagen. Falls diese Aufnahmepflicht im Einzelfall dennoch bejaht würde, ist das aufnehmende Unternehmen nicht mehr verpflichtet, eine Vergütung in Höhe der konkret vermiedenen Kosten zu zahlen. Nach ständiger Rechtsprechung besteht auch für marktbeherrschende Nachfrager keine Pflicht, bezogene Waren in Höhe der vermiedenen Kosten zu vergüten.“*

Dieser Standpunkt ist gerechtfertigt, wenn tatsächlich ein transparenter Wettbewerb mit geringen Transaktionskosten für alle Teilnehmer geschaffen ist. Denn dann würde die garantierte Abnahme von Überschußstrom zu festgelegten Konditionen und ohne Lieferverpflichtung eine Überwälzung des Absatzrisikos auf das vorgelagerte EVU bedeuten. Kreuzberg (1998,1) hat diesen Sachverhalt wie folgt dargestellt: Die Betreiber von BHKW werden bei Fortbestand der Verbändevereinbarung und einem funktionierenden Wettbewerb zu Inhabern von Putoptionen, da sie das Recht, aber nicht die Verpflichtung haben, bestimmte Strommengen in der Zukunft zu festgelegten Vergütungssätzen verkaufen zu können.<sup>2</sup>

<sup>2</sup>Der Inhaber einer Putoption erwirbt das Recht, aber nicht die Verpflichtung, zu einem vorher festgelegten, zukünftigen Zeitpunkt eine bestimmte Ware zu einem festgelegten Preis zu verkaufen.

Diese Putoptionen stellen insofern einen ökonomischen Versicherungswert dar, da zum Beispiel bei steigenden Gaspreisen auf die eigene Stromerzeugung verzichtet werden kann, wenn die Alternative Strombezug und Betrieb des Zusatzkessel günstiger ist.

Zur Zeit sind die wettbewerblichen Rahmenbedingungen, die einen einfachen Stromabsatz mit geringen Transaktionskosten ermöglichen, allerdings noch nicht gegeben. Erstens haben die ehemaligen Monopolunternehmen nach wie vor eine marktbeherrschende Stellung. Sie verfügen über einen festen Kundenstamm mit einem großen Marktanteil. Zweitens ist die Stromdurchleitung über bilaterale Verträge mit hohen Transaktionskosten verbunden, insbesondere Betreiber von kleinen BHKW haben wegen der geringen Strommengen kaum eine Chance, ihren Strom an Dritte zu verkaufen. Insofern würde die Aufhebung der Verbändevereinbarung oder eine einseitige Änderung der Vergütungssätze durch die vorgelagerten EVU die Betreiber von KWK-Anlagen vor erhebliche Probleme stellen.

Für die Beibehaltung einer Regelung im Sinne der Verbändevereinbarung spricht neben der Einfachheit und den geringen Transaktionskosten auch noch ein weiterer Grund: Möchte ein Betreiber eines BHKW seinen Überschußstrom an Dritte verkaufen, steht er vor dem Problem, daß er eine konkrete Lieferverpflichtung nur schwierig eingehen kann, da die überschüssigen Strommengen vom eigenen Strom- und Wärmebedarf abhängen, dessen Verlauf wiederum nur bedingt prognostizierbar ist. Bezieht ein vorgelagertes EVU den Überschußstrom von mehreren Einspeisern, so gibt es einen gewissen Ausgleich zwischen zufälligen Schwankungen durch Laständerungen oder Anlagenausfälle. Durch die Bündelung mehrerer Einspeiser entstehen somit auch Kostenreduktionen, die das netzbetreibende Unternehmen am einfachsten nutzen kann.

### 3.4.3 Fortbestand kommunaler Sonderregelungen zur Einspeisevergütung

Einige Städte und Gemeinden haben Vergütungssätze für Überschußstrom aus KWK-Anlagen eingeführt, die über die Regelungen in der Verbändevereinbarung zur stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit hinausgehen. Die Modelle der Städte Nürnberg und Frankfurt am Main werden in Kapitel 7.6.2 auf Seite 89 beschrieben.

Die erhöhten Einspeisevergütungssätze werden zum Teil aus Mitteln finanziert, die die Gemeinden oder Länder im Rahmen von Energiespar- oder CO<sub>2</sub>-Vermeidungsprogrammen bereitgestellt haben. Die öffentliche Hand übernimmt dabei den Anteil, der sich aus der Differenz zwischen den erhöhten Sätzen und der Einspeisevergütung aus der Verbändevereinbarung ergibt. Sinken nun das Strompreisniveau und damit auch die Vergütungssätze nach der Verbändevereinbarung, so erhöhen sich die Kosten für die Förderprogramme. Es ist daher möglich, daß auch die erhöhten Einspeisevergütungssätze mit dem Strompreisniveau nach un-

ten korrigiert werden.

### 3.5 Spotmärkte

Nach der Liberalisierung der Energiewirtschaft werden Spotmärkte für Strom in der Zukunft eine bedeutende Rolle spielen. In Skandinavien ist ein solcher Markt bereits eingerichtet, in Amsterdam wird die Eröffnung in Kürze erwartet. In der BRD wird es aller Voraussicht nach Strommärkte in Frankfurt/Main und Leipzig geben.

Ähnlich wie an Börsen wird auf einem Spotmarkt Strom kurzfristig anonym gehandelt. Anbieter und Bezieher von Strom können mit relativ geringen Transaktionskosten Strom ver- und einkaufen. Dabei wird jeder Tag in diskrete Zeitabschnitte aufgeteilt, in denen jeweils eine bestimmte Strommenge gehandelt wird. Typisch sind stündliche oder halbstündliche Intervalle. Die Angebote für Bezug und Verkauf müssen jeweils einige Stunden vorher eingehen. Mit Angebot und Nachfrage wird dann ein markträumender Preis für das jeweilige Zeitintervall bestimmt.

Der Preis auf dem Spotmarkt spiegelt die Knappheit des Stroms wieder. Der Spotpreis richtet sich bei vollständiger Konkurrenz nach den kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung im System. Der optimale Einsatz des Kraftwerksparks wird über den Markt vermittelt, denn sowohl Anbieter als auch Nachfrage orientieren sich bei ihren Angeboten an ihren eigenen kurzfristigen Grenzkosten. Liegt der Spotpreis über den eigenen kurzfristigen Grenzkosten, so kann aus dem Verkauf zusätzlichen Stroms ein Gewinn erzielt werden. Liegt der Spotpreis unter den eigenen kurzfristigen Grenzkosten, ist es günstiger, auf die eigene Produktion zu verzichten und den benötigten Strom vom Spotmarkt zu beziehen.

Im Tagesverlauf wird der Preis auf einem Spotmarkt erheblich schwanken. Kreuzberg (1998,2) hat die Grenzkosten in den europäischen Elektrizitätssystemen für verschiedene Lastfälle abgeschätzt und kommt für die BRD im Jahr 1998 auf Spotpreise zwischen 2,81 und 7,12 Pf/kWh (s. Tabelle 3.1).

Mit der Einrichtung von Spotmärkten ändert sich die Situation für alle Beteiligten grundsätzlich. Denn die Spotmarktpreise werden die Strombezugpreise bestimmen, auch wenn langfristige Lieferverträge bestehen. Bei einem langfristigen Liefervertrag steht der Verbraucher vor der Wahl, den Strom von dem EVU zu den vereinbarten Konditionen oder auf dem Spotmarkt zu beziehen. Ist der Arbeitspreis in dem Liefervertrag höher als der Spotmarktpreis, ist ein alternativer Bezug auf dem Spotmarkt wirtschaftlich. Steigt der Preis auf dem Spotmarkt über den Arbeitspreis im Liefervertrag, könnte der Kunde zusätzlichen Strom von dem EVU beziehen und diesen gewinnbringend auf dem Spotmarkt weiterverkaufen. Insofern werden sich die Verbraucher auch bei bestehenden Lieferverträgen an den Spotmarktpreisen orientieren.

In den meisten Verträgen für Sondervertragskunden finden sich bisher Take-



<b>Jahreszeit</b>	<b>Last</b>	<b>Kurzfristige Grenzkosten [Pf/kWh]</b>
Frühjahr/Herbst	Last 1 (Grundlast)	2,81
Frühjahr/Herbst	Last 2	3,89
Frühjahr/Herbst	Last 3	5,02
Frühjahr/Herbst	Last 4 (Spitzenlast)	6,66
Sommer	Last 1 (Grundlast)	2,75
Sommer	Last 2	3,86
Sommer	Last 3	4,84
Sommer	Last 4 (Spitzenlast)	7,12
Winter	Last 1 (Grundlast)	3,05
Winter	Last 2	3,86
Winter	Last 3	4,87
Winter	Last 4 (Spitzenlast)	7,09

*Tabelle 3.1: Abschätzung der kurzfristigen Grenzkosten für das Jahr 1998 in der BRD nach Kreuzberg (1998,2)*

or-Pay-Klauseln, nach denen eine Mindestmenge der bestellten Leistung in jedem Fall bezahlt werden muß. Hierdurch wird die Wirkung eines Spotmarkts etwas eingeschränkt. In jedem Fall werden die Arbeitspreise an den Spotmarktpreisen gemessen werden.

Angesichts der von Kreuzberg (1998,2) prognostizierten Höhe der Spotmarktpreise in Tabelle 3.1 wird die Situation für KWK-Anlagen schwierig. Werden die vermiedenen Wärmeerzeugungskosten den Stromerzeugungskosten in KWK-Anlagen angerechnet, so liegen die variablen Stromerzeugungskosten nur bei größeren Anlagen mit einer hohen Auslastung unter 6 – 8 Pf/kWh. Bei kleineren Anlagen mit höheren Wartungskosten und ungünstigeren Bedingungen für den Brennstoffbezug können die variablen Stromerzeugungskosten durchaus über 8 – 10 Pf/kWh betragen. Unter Berücksichtigung der Durchleitungsgebühren und der Margen von Zwischenhändlern dürften die durchschnittlichen kurzfristigen Bezugskosten nur wenig über den eigenen variablen Erzeugungskosten liegen. Damit können dann nur geringe Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden.

Auch der Verkauf von Überschußstrom auf Spotmärkten stellt keine bedeutende Perspektive dar, da sich für die KWK eher andere, günstigere Möglichkeiten anbieten. Allenfalls wäre es denkbar, bei einer hohen Knappheit und folglich kurzfristig hohen Spotmarktpreisen zusätzlichen Strom zu erzeugen und somit einen erhöhten Beitrag zur Deckung der Engpaßleistung zu leisten.

Ein weiteres Problem besteht vor allem für große Stadtwerke, die über große Fernwärmenetze verfügen und bei denen ein hoher Stromanteil in KWK-Anlagen erzeugt wird (Hartung 1997): Verlieren die Stadtwerke einen Teil ihrer Kunden an

andere EVU oder sinkt der Strombedarf aus anderen Gründen, so ist es durchaus denkbar, daß im Winter die Stromerzeugung in KWK-Anlagen den Strombedarf übersteigt. Liegt der Spotmarktpreis zu diesem Zeitpunkt unter den eigenen variablen Stromerzeugungskosten, so würden Marktteilnehmer ohne KWK-Anlagen ihre eigene Erzeugung einschränken und Strom auf dem Markt beziehen. Die Betreiber von Fernwärmenetzen haben diese Möglichkeit nicht immer, da der Wärmebedarf in den Netzen durch die Heizkraftwerke gedeckt werden muß und hiermit zwangsläufig die Erzeugung des Kuppelprodukts Strom verbunden ist. Der so erzeugte Strom kann dann unter Umständen nur unter den eigenen variablen Erzeugungskosten verkauft werden.

# Kapitel 4

## Fördermaßnahmen

Die EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt 96/92/EG räumt den Mitgliedsstaaten die Möglichkeit ein, Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zu fördern. Im folgenden werden einige Instrumente zur Förderung der KWK kurz vorgestellt und aus energiewirtschaftlicher und umweltpolitischer Sicht bewertet. Als Bewertungskriterien werden Effizienz, dynamische Anreizwirkung, Transaktionskosten und Zielorientiertheit der Instrumente untersucht.

Eine Reihe von Instrumenten kommen prinzipiell zur Förderung der KWK bzw. zum Abbau der Hemmnisse, die einer weiteren Nutzung entgegenstehen (vgl. Kapitel 2.4), in Frage:

- Investitionszuschüsse
- Einführung eines Quotenmodells
- Einspeiseregulierung für Überschußstrom
- Steuerliche Vorteile im Rahmen einer ökologische Steuerreform
- Abgaben
- Kostenlose Durchleitung

An dieser Stelle werden das Quotenmodell und die erste Stufe der ökologischen Steuerreform untersucht.

### 4.1 Quotenmodell

Das Quotenmodell wurde von Traube u.a. (1998) in Zusammenarbeit mit der Anwaltskanzlei Becker, Büttner, Held entwickelt und geht auf einen Vorschlag der Stadtwerke München zurück. Der Wortlaut des Gesetzesvorschlags mit einer entsprechenden Rechtsverordnung befindet sich im Anhang A auf Seite 157. In

den Niederlanden gibt es seit Anfang 1998 neben anderen Fördermaßnahmen ein ähnliches Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten für Strom aus regenerativen Energiequellen (Drillisch 1998).

Nach dem Vorschlag von Traube u.a. (1998) gibt der Gesetzgeber den Anteil des Stroms aus KWK-Anlagen an der gesamten Stromerzeugung durch eine Quote vor, die in regelmäßigen Abständen erhöht werden kann, bis ein Zielwert erreicht wird. Wer Strom an einen Endverbraucher verkauft oder für den eigenen Bedarf erzeugt, muß nachweisen, daß davon mindestens der Anteil in Höhe der festgelegten Quote in KWK-Anlagen erzeugt wurde. Der Nachweis erfolgt über Zertifikate, die für Strom aus KWK-Anlagen ausgegeben werden.

Die Zertifikate sind handelbar: Der Stromverkäufer kann den KWK-Strom also selbst erzeugen und/oder die Quote durch den Kauf von Zertifikaten erfüllen. Die Zertifikate erhalten dadurch - je nach Knappheit - einen Marktwert: Der Zertifikatspreis wird sich am Markt aus der Höhe der Quote und der Menge an kostengünstigen KWK-Potentialen ergeben. Betreiber von KWK-Anlagen können dann Zertifikate an EVU verkaufen. Der Erlös aus dem Verkauf von Zertifikaten erhöht die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen, bisher unwirtschaftliche Potentiale können erschlossen werden.

Den EVU entstehen zusätzliche Kosten, da sie entweder neue KWK-Anlagen errichten oder KWK-Zertifikate von Dritten erwerben müssen, um die gesetzlich festgelegte Quote zu erfüllen. Diese Kosten werden auf die Stromkunden überwält. In der Folge muß mit einem etwas höheren Strompreis gerechnet werden.

### **Besonderheiten**

Der Vorschlag sieht einige Besonderheiten vor:

- *Regenerative Stromerzeugung.* Die Quote bezieht sich auf die gesamte erzeugte Strommenge, abzüglich der aus regenerativen Energiequellen erzeugten Menge. Durch diese Regelung werden Verkäufer oder Eigenerzeuger, die regenerative Energiequellen nutzen, nicht zusätzlich benachteiligt.
- *Zertifikatsbörse.* Ergänzend zu dem bilateralen Handel von Zertifikaten soll eine Zertifikatsbörse eingerichtet werden, um Transaktionskosten zu senken und Betreibern von kleinen Anlagen den Handel zu erleichtern.
- *Flexibilität von Angebot und Nachfrage.* Eine staatlich festgelegte Quote - also eine starre Nachfrage nach Zertifikaten - wäre in der Praxis nur schwierig zu erfüllen und ist auch aus umweltpolitischer Sicht nicht notwendig. Bei einem Mangel an KWK-Strom am Ende eines Jahres würde der Zertifikatspreis in die Höhe schnellen, bei einem Überschuß wären die Zertifikate wertlos. Die Menge an Zertifikaten wird aber in jedem Jahr durch konjunkturelle oder klimatische Einflüsse schwanken.

<b>kW elektrischer Leistung</b>	<b>Zusätzliche Zertifikate in Bezug auf die Strommenge</b>
< 50	100%
50-199	60%
200-499	40%
500-1000	20%

Tabelle 4.1: Ausgabe zusätzlicher Zertifikate für kleine Anlagen (Traube 1998)

Nach dem Vorschlag der Autoren können deshalb überzählige Zertifikate übertragen oder von den Erzeugern zurückgehalten werden und mangelnde Zertifikate mit einer Pönale von 10% im nächsten Jahr nachgewiesen werden. Außerdem soll das zuständige Amt durch den Kauf oder die Ausgabe von ungedeckten Zertifikaten intervenieren, wenn der Zertifikatspreis sich außerhalb einer Schwankungsbreite von 2-5 Pf/kWh bewegt.

- *Förderung kleiner Anlagen.* Kleine Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung unter 1 MW sollen durch die Ausgabe zusätzlicher (ungedeckter) Zertifikate besonders gefördert werden, da befürchtet wird, daß sonst das Potential vieler kleiner Anlagen unerschlossen bleibt. Für Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung unter 50 kW sollen 100% der erzeugten Strommenge zusätzlich zertifiziert werden. Für größere Anlagen ist die Menge der zusätzlich ausgestellten Zertifikate entsprechend geringer (s. Tabelle 4.1 auf Seite 29).

## Bewertung

Prinzipiell ist das Quotenmodell eine effiziente Maßnahme zur Förderung der KWK. Durch den Handel mit Zertifikaten findet ein Wettbewerb zwischen verschiedenen Ausbau-Alternativen statt, der dazu führt, daß die kostengünstigeren Potentiale zuerst erschlossen werden. Das staatlich vorgegebene Ziel wird mit geringen Kosten erreicht. Auch gegenüber der konventionellen Stromerzeugung wird kein wettbewerbsfreier Raum geschaffen, denn die Betreiber müssen - unter Berücksichtigung der Erlöse aus dem Zertifikatshandel - mit den Strompreisen aus konventionellen Kraftwerken konkurrieren. Hierdurch bleibt ein Anreiz bestehen, die Technologie zu verbessern und Kosten zu senken.

Der Verwaltungsaufwand für die Zertifizierung und den Handel von Zertifikaten ist überschaubar, da eine Messung der erzeugten Strommengen ohnehin stattfindet. Durch die Einrichtung einer Zertifikatsbörse werden die Transakti-

onskosten gering gehalten. Die Zulassung von Märkten für Derivate können den Betreibern von Anlagen und Verkäufern von Strom zudem Sicherheit vor Kurschwankungen geben.

Aus umweltökonomischer Sicht ist auch die Finanzierung des Ausbaus der KWK über einen etwas höheren Strompreis sinnvoll: Würde die Finanzierung aus öffentlichen Mitteln erfolgen, so müßten hierfür Steuern erhoben werden, die zu einer Zusatzbelastung (*excess burden*) führen und die Wohlfahrt mindern. Ein höherer Strompreis gibt hingegen Anreize, Energie zu sparen und weniger Elektrizität zu verbrauchen, wodurch die externen Kosten der Elektrizitätserzeugung gesenkt werden.

Ein weiterer Vorteil liegt darin, daß die Förderung direkt den Betreibern zugute kommt, unabhängig davon, ob sie den Strom selbst nutzen, in das Netz einspeisen oder an Dritte verkaufen. Denn häufig behindert gerade die Struktur der Elektrizitätswirtschaft die Nutzung von KWK (vgl. Kapitel 2.4). Die vorgelagerten EVU haben bisher die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen zum Beispiel durch ungünstige Konditionen für Reservestrom oder Dumping-Angebote verhindert. Diese Praxis kann kaum durch eine Quotenregelung unterbunden werden, allerdings müßten die EVU dann ggf. Zertifikate von unabhängigen Betreibern erwerben.

Die Zielvorgabe des Staates wird mittelfristig erreicht. Durch die Vorgabe einer Quote kann die Nachweispflicht der EVU von Jahr zu Jahr mit dem Stromverbrauch schwanken. Das hier vorgestellte Modell erlaubt allerdings einen Ausgleich dieser Schwankungen, indem überschüssige Zertifikate im nächsten Jahr angerechnet werden können und fehlende Zertifikate mit einer Pönale auch im folgenden Jahr nachgewiesen werden können.

Bei einer näheren Betrachtung der konkreten Implementierung des Modells zeigt sich allerdings, daß einige Regelungen nicht unproblematisch sind:

1. *Ober- und Untergrenzen für den Zertifikatspreis.* Wie oben dargestellt haben die Autoren vorgeschlagen, zur Vermeidung von starken Kursschwankungen Ober- und Untergrenzen für den Zertifikatspreis festzulegen, die durch staatliche Interventionen eingehalten werden sollen. Stellt sich nun nach der Festlegung der Quote heraus, daß zusätzliche Potentiale sehr kostengünstig erschlossen werden können, so wird der Zertifikatspreis niedrig sein. Unterschreitet der Preis die Untergrenze, stützt der Staat durch Kauf von Zertifikaten den Kurs. Solche Stützkäufe bringen einige Probleme mit sich:
  - (a) Der Staat muß möglicherweise erhebliche Summen aufbringen, die kaum vorher abgeschätzt und im Haushalt veranschlagt werden können. Hierdurch können unerwartete Haushaltslöcher entstehen.
  - (b) Anstelle der Elektrizitätskonsumenten trägt der Staat nun die Kosten

der Förderung. Dies könnte langfristig zu einer staatlichen Subventionierung der KWK führen.

- (c) Die Energieversorgungsunternehmen müssen nach wie vor die gesetzlich vorgegebene Quote an Zertifikaten nachweisen. Tritt außerdem noch der Staat als Käufer von Zertifikaten auf, so wird der Anteil an KWK-Strom an der gesamten Stromerzeugung über der gesetzlich festgelegten Quote liegen. Denn jede zusätzliche kWh KWK-Strom, die der Staat vom Markt nimmt, wird zusätzlich über die Quote hinaus produziert.

Eine geringfügige übererfüllung der Quote ist allerdings aus umweltpolitischer Sicht kein gravierendes Problem. Der Staat könnte zudem die gehorteten Zertifikate nach einer Erhöhung der Quote wieder verkaufen. Dieses Vorgehen wäre allerdings aus wettbewerbsrechtlichen Gründen sehr fragwürdig: Denn der Staat tritt dann als Händler von Zertifikaten auf und kann gleichzeitig durch die Festlegung der Quote die Knappheit und damit den Preis der Zertifikate bestimmen.

Ähnliche Probleme entstehen, wenn die Quote auf einem sehr hohen Niveau festgelegt wurde, die Erschließung neuer KWK-Potentiale kostenintensiv ist und in der Folge der Zertifikatspreis die Obergrenze erreicht. In diesem Fall interveniert der Staat durch Verkauf ungedeckter Zertifikate. Dies verschafft ihm zwar zusätzliche Einnahmen, das Ziel des Instruments wird jedoch nicht erreicht, da die Energieversorgungsunternehmen die Quote dann auch durch die ungedeckten staatlichen Zertifikate nachweisen.

Aus umweltökonomischer Sicht widerspricht sich die gleichzeitige Festlegung einer Quote und einer Schwankungsbreite für den Zertifikatspreis. Denn durch die Festlegung der Quote ergibt sich auf dem Markt ein bestimmter Zertifikatspreis. Aus der indirekten Festlegung des Zertifikatspreises folgert ein bestimmtes wirtschaftliches KWK-Potential und daraus bei der Erschließung dieses Potentials ein bestimmter Stromanteil aus KWK-Anlagen.

Ein weiteres Problem liegt darin, daß die Ober- und Untergrenzen langfristig angepaßt werden müßten: Nach der erstmaligen Festlegung der Quote werden zunächst die kostengünstigsten KWK-Potentiale erschlossen. Wird die Quote mit der Zeit erhöht, so wird auch der Zertifikatspreis mit der Zeit steigen. Soll die Quote tatsächlich erreicht und nicht durch die Ausgabe ungedeckter Zertifikate verwässert werden, so muß auch die Obergrenze für den Zertifikatspreis erhöht werden.

2. *Ausgabe zusätzlicher Zertifikate.* Die Einführung eines Quotensystems ohne Differenzierung zwischen großen und kleinen Anlagen hat zur Folge, daß es

zu „Mitnahmeeffekten“ bei den Betreibern von großen, ohnehin wirtschaftlichen Anlagen kommen kann. Denn in diesem Fall trägt der Erlös aus dem Verkauf der Zertifikate nicht zur Finanzierung der Anlage bei, sondern erhöht lediglich den Gewinn der Betreiber. Dies kann insbesondere dann sehr relevant werden, wenn langfristig wesentlich höhere Quoten angestrebt werden und der Zertifikatspreis deutlich steigt. Wie oben erläutert wird in diesem Fall eine Erhöhung der Obergrenze notwendig.

Das Problem der Mitnahmeeffekte versuchen die Autoren durch die Ausgabe zusätzlicher ungedeckter Zertifikate für kleinere Anlagen zu reduzieren. Denn prinzipiell sind kleine KWK-Anlagen hinsichtlich der spezifischen Investitions- und Wartungskosten teurer als größere Anlagen (vgl. Kapitel 7.1 und 7.3). Mitnahmeeffekte können daher insbesondere bei großen - ohnehin wirtschaftlichen - Kraftwerken auftreten. Die Wirtschaftlichkeit kleinerer Blockheizkraftwerke (BHKW) hängt jedoch häufig von den Erlösen aus dem Zertifikatshandel ab. Diesem Aspekt soll dadurch Rechnung getragen werden, daß die teureren kleinen Anlagen über ihre Stromproduktion hinaus zusätzliche Zertifikate erhalten. Die Menge der zugewiesenen Zertifikate richtet sich also nicht nur nach der Strommenge, sondern orientiert sich auch an den Kosten, die durch den Betrieb eines bestimmten Anlagentyps entstehen.

Diese Regelung geht allerdings zu Lasten der Effizienz des Quotenmodells. Denn der Erlös aus dem Zertifikatshandel für eine kWh ist bei kleineren Anlagen höher als bei größeren Anlagen. Hierdurch könnten etwas größere BHKW (z.B. im Bereich von 2 MW) gegenüber kleineren Anlagen unwirtschaftlich werden, obwohl die Gesamtkosten zur Strom- und Wärmeerzeugung in den größeren Anlagen geringer sind. Es ist somit nicht gewährleistet, daß bei dem Ausbau der KWK tatsächlich die kostengünstigsten Anlagentypen realisiert werden.

Auch die Zielorientiertheit des Instruments wird eingeschränkt: Werden viele ungedeckte Zertifikate für kleine Anlagen ausgestellt, wird die staatlich festgelegte Quote nicht erreicht. Bisher ist die Stromerzeugung aus kleinen BHKW in der BRD noch nicht sehr bedeutend. Die hier vorgeschlagene Quotenregelung würde allerdings zu einem verstärkten Einsatz gerade kleiner Anlagen führen. Hierdurch würde der tatsächliche Anteil der Stromerzeugung in KWK-Anlagen deutlich unter der festgelegten Quote liegen. Dieser Effekt müßte bei der Wahl der Quotenhöhe berücksichtigt werden.

## 4.2 Ökologische Steuerreform

Bei allen Vorschlägen zu einer ökologischen Steuerreform werden zwei Ziele verfolgt: Die Erhebung von Ökosteuern soll einerseits eine ökologische Lenkungswir-



kung haben. Umweltschädigendes Verhalten soll bestraft und durch die steuerliche Belastung vermieden werden. Andererseits können mit den Einnahmen aus den Ökosteuern anderer Steuern gesenkt werden, die die Volkswirtschaft negativ belasten. Die Ökosteuer erfüllt somit auch eine Finanzierungsfunktion.

Es gibt zahlreiche Vorschläge zur Implementierung von Ökosteuern. In der EU wurde beispielsweise ein Mix aus Energie- und CO<sub>2</sub>-Besteuerung angestrebt. Die Wirkung einer solchen Steuer auf die Stromgestehungskosten großer Kondensationskraftwerke wurde bereits untersucht (Schneider 1998). Durch die Besteuerung von Primärenergieträgern oder CO<sub>2</sub> erlangt die KWK gegenüber Kondensationskraftwerken einen Wettbewerbsvorteil, da in KWK-Anlagen deutlich höhere Nutzungsgrade erreicht werden können und der Brennstoff so besser ausgenutzt wird. Um einen Ausbau der KWK durch diesen Wettbewerbsvorteil zu erreichen, müßten allerdings deutlich höhere Steuern erhoben werden.

Von einer weiteren Möglichkeit, mit einer ökologischen Steuerreform die KWK zu fördern, hat der Gesetzgeber mit dem „Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“ Gebrauch gemacht: In dem Gesetz, das der Deutsche Bundestag am 3. März 1999 verabschiedet hat, wurden Steuererlässe für bestimmte KWK-Anlagen vorgesehen.

Im folgenden wird die Wirkung dieses Gesetzes untersucht. In dem Artikelgesetz wird ein neues Stromsteuergesetz eingeführt und das bestehende Mineralölsteuergesetz geändert. Mit Wirkung zum 1. April 1999 erhöhen sich damit die Steuersätze auf die Primärenergieträger Öl und Erdgas und das Produkt Strom wird mit einer Steuer belastet.

### 4.2.1 Stromsteuergesetz

Das Stromsteuergesetz erhebt im Regelfall eine Steuer von 2 Pf/kWh Strom auf die Versorgung von Letztverbrauchern und die Eigenerzeugung. Das Gesetz sieht allerdings einige Ausnahmeregelungen vor. So ermäßigt sich zum Beispiel der Steuersatz für das produzierende Gewerbe um 80% auf 0,4 Pf/kWh.

Für die Betreiber von kleinen KWK-Anlagen ist eine Sonderregelung wichtig, die sich aus der Definition der Eigenerzeugung in § 2 Nr. 2 ergibt: Danach entfällt die Stromsteuer im Fall der Eigenerzeugung in Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 700 kW. Hierdurch entsteht für kleine BHKW ein Wettbewerbsvorteil gegenüber der konventionellen Stromerzeugung:

- Im Fall einer nicht-gewerblichen Stromversorgung durch das eigene BHKW entfällt gegenüber der Alternative Strombezug die volle Höhe des Steuersatzes von 2 Pf/kWh. Dies trifft zum Beispiel auf die Versorgung von kleinen Siedlungen oder einzelnen Wohnhäusern zu.
- Im Fall einer gewerblichen Stromversorgung durch ein BHKW entfällt der ermäßigte Steuersatz von 0,4 Pf/kWh.

Brennstoff	Verbrauchscharakteristik	Steuersatz bis 31.03.99	Steuersatz ab 01.04.99	Einheit
Erdgas	Haushalte (Heizen)	0,36	0,68	Pf/kWh
	Produzierendes Gewerbe	0,36	0,424	Pf/kWh
	Stromerzeugung	0,36	0,36	Pf/kWh
	KWK (Jahresnutzungsgrad > 70%)	0,36	0	Pf/kWh
Mineralöl	Haushalte (Heizen)	8	12	Pf/l
	Produzierendes Gewerbe	8	8,8	Pf/l
	Stromerzeugung	8	8	Pf/l
	KWK (Jahresnutzungsgrad > 70%)	8	0	Pf/l

Tabelle 4.2: Änderungen des Minerölsteuergesetzes in der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform zum 1. April 1999

Eine weitere wichtige Erleichterung ist die geplante Gleichstellung von Contractoren mit Eigenerzeugern. Nach § 11 Nr. 4 wird „das Bundesministerium der Finanzen ermächtigt, zur Durchführung des Gesetzes durch Rechtsverordnung zur Steuervereinfachung vorzusehen, daß Unternehmen, Betriebe und Personen, die Strom an ihre Mieter, Pächter oder vergleichbare Vertragspartner leisten, sowie derjenige, der im Rahmen eines Vertragsverhältnisses für einen anderen eine Anlage zur Stromerzeugung betreibt, nicht als Versorger gelten.“ Daher können auch Contracting-Unternehmen von dem Wegfall der Stromsteuer bei BHKW mit einer elektrischen Leistung unter 700 kW profitieren.

#### 4.2.2 Mineralölsteuergesetz

Auch durch die Änderung des Mineralölsteuergesetzes verbessern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die KWK. In der ersten Stufe der ökologischen Steuerreform wird die Steuer auf Erdgas, das nach § 3 Abs. 2 zum Heizen verwendet wird, von bisher 0,36 um 0,32 auf 0,68 Pf/kWh erhöht. Die Steuer auf Mineralöl zum Heizen wird von bisher 8 um 4 auf 12 Pf/l angehoben. Der Gesetzgeber sieht ähnlich wie beim Stromsteuergesetz Ermäßigungen (bzw. Erstattungen) für einige Abnehmergruppen vor. Eine Übersicht über die Änderungen gibt Tabelle 4.2.

Von den Ermäßigungen sind die Stromerzeugung, das produzierende Gewerbe und Anlagen der KWK mit einem Jahresnutzungsgrad über 70% betroffen:

- *Produzierendes Gewerbe.* Dem produzierende Gewerbe wird 80% der *neu hinzukommenden* Steuer erlassen. Hierdurch erhöhen sich die Steuersätze auf Erdgas und Mineralöl nur geringfügig: Im Fall von Erdgas erhöht sich der Steuersatz für das produzierende Gewerbe um 0,064 Pf/kWh anstelle

von 0,32 Pf/kWh für Haushalte. Ein Erlaß der Steuer erfolgt allerdings nur für den Betrag, der DM 1000,- im Jahr überschreitet.

- *Anlagen zur Stromerzeugung.* Für Erdgas oder Mineralöl, das zur Stromerzeugung verwendet wird, bleiben die alten Steuersätze bestehen. Damit ändert sich nichts hinsichtlich der Wettbewerbsbedingungen zwischen den Energieträgern Kohle, Gas und Öl.

Diese Regelung findet sich in den §§ 3, 25 und 32. In § 3 Abs. 3 des Mineralölsteuergesetzes werden die Fälle definiert, die den (gegenüber dem Regelsteuersatz) ermäßigten Steuersatz nach § 3 Abs. 2 in Anspruch nehmen können. Hierzu zählen Gasturbinen, die in der Spitzenlast eingesetzt werden und Anlagen der KWK, die einen Nutzungsgrad über 60% erreichen. Nach Auskunft des Bundesfinanzministeriums fallen steuerlich unter die „gekoppelte Erzeugung von Wärme und Kraft“ auch GuD-Kondensationskraftwerke, die nur Strom erzeugen. In solchen Kraftwerken wird die Abwärme aus einem Gasturbinenprozeß zur Dampferzeugung genutzt. Der Dampf wird in einem Dampfturbinenprozeß dann zur Stromerzeugung verwendet. Was mit dem aus der Abwärme erzeugten Dampf passiert, spielt nach der allgemeinen steuerrechtlichen Auslegung keine Rolle. Der Dampf kann als Wärmequelle oder zur Stromerzeugung genutzt werden. Daher gelten im Sinne des Mineralölsteuergesetzes auch GuD-Kondensationskraftwerke als KWK-Anlagen. Unterschreitet eine solche Anlage allerdings einen Nutzungsgrad von 60% (bezogen auf die Stromerzeugung im Gasturbinenprozeß und Dampferzeugung im Abhitzekeessel), kommt die Übergangsregelung nach § 32 Abs. 1 zum tragen. Danach müssen solche Kraftwerke in den ersten zwei bis drei Jahren den Regelsteuersatz von bisher 4,76 Pf/kWh tragen, danach gilt der ermäßigte Heizsteuersatz nach § 3 Abs. 2. Diese Steuer ist so hoch, daß solche Kraftwerke in der Praxis nicht realisiert werden. Für Gaskraftwerke gilt also bereits der ermäßigte Heizsteuersatz nach § 3 Abs. 2 von nunmehr 0,68 Pf/kWh. Hinzu kommt noch die Vergütung nach § 25 Abs. 3. Hierin wird den Betreibern von Anlagen nach § 3 Abs. 3, also praktisch fast allen Gaskraftwerken, eine weitere Ermäßigung um 0,32 Pf/kWh eingeräumt, sodaß sich letztendlich der bisherige Steuersatz von 0,36 Pf/kWh ergibt.

- *Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung.* Für KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad über 70% entfällt die gesamte (die alte *und* die neu hinzukommende) Mineralölsteuer.

Durch den Wegfall der Mineralölsteuer verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen in zweifacher Weise: Zum einen entfallen die Steuerzahlungen für den Brennstoffbezug, während bei der konventionellen Stromerzeugung die alten Steuersätze bestehen bleiben. Zum anderen kann ein höherer Wärmepreis für eine alternative Bereitstellung der Wärme angelegt werden, da bei der Wärmebereitstellung ohne gekoppelte Stromerzeugung die volle Heizsteuer von 0,68 Pf/kWh für Erdgas und 12 Pf/l für Heizöl erhoben wird.

### 4.2.3 Auswirkungen für die KWK

Im folgenden sollen die Vorteile für die KWK aus dem Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform dargestellt werden. Je nach Anlagenkonfiguration und

Vergleichsbasis für die konventionelle Wärmeerzeugung (Erdgas oder Heizöl) fällt der Vorteil unterschiedlich groß aus.

Für die folgende Beispielrechnung werden folgende Annahmen getroffen:

- *KWK-Anlagen.* Die KWK-Anlagen gehören zur mittleren Leistungsklasse um 200-300 kW elektrischer Leistung. Erdgasbetriebene Motoren kommen bei Anlagen dieser Größenordnung auf Gesamtnutzungsgrade von 75% bezogen auf den Brennwert. Der elektrische Nutzungsgrad wird mit 32% veranschlagt. Für die Variante eines Heizölmotors wurde ein elektrischer Nutzungsgrad von 37% und ein Gesamtnutzungsgrad von 80% bezogen auf den Heizwert angenommen. Der Heizwert des Heizöls beträgt hier 42,6 MJ/kg und die Dichte 0,83 kg/l.
- *Konventionelle Wärmebereitstellung.* Für die alternative Wärmebereitstellung ohne Kraft-Wärme-Kopplung wird bei Verwendung von Erdgas Brennwert-Technologie eingesetzt. Damit sind Nutzungsgrade von 85% bezogen auf den Brennwert erreichbar. Im Fall von Heizöl wird ein Nutzungsgrad von 85% bezogen auf den Heizwert angesetzt.

### Wegfall der Mineralölsteuer in der Stromerzeugung

Für konventionelle Stromerzeugungsanlagen ohne Wärmeauskopplung bleibt der alte Steuersatz auf Erdgas von 0,36 Pf/kWh bestehen. Im Vergleich zu GuD-Kondensationsanlagen sind Anlagen der KWK mit einem Jahresnutzungsgrad über 70% damit auch hinsichtlich der Stromerzeugung bessergestellt, da die Erdgassteuer vollständig entfällt. Dieser Wettbewerbsvorteil gilt allerdings nur bei einem Vergleich mit der Stromerzeugung in GuD-Kondensationsanlagen oder Gasturbinen. Der überwiegende Teil der Stromerzeugung wird jedoch auch in den nächsten Jahren noch durch Kohle- und Atomkraftwerke erfolgen. Die Erdgassteuer für Kondensationskraftwerke hat somit nur sehr geringe Auswirkungen auf den Strompreis.

Die Betreiber von KWK-Anlagen werden gegenüber der bisherigen Regelung dadurch besser gestellt, daß die Mineralölsteuer auf Erdgas und Diesel bei einem Jahresnutzungsgrad über 70% komplett entfällt. Hierdurch verringern sich die Erzeugungskosten in der Anlage. Mit dem elektrischen Nutzungsgrad der KWK-Anlage  $\eta_{N,el}$  und der weggefallenen Mineralölsteuer  $\Delta t_{KWK}$  berechnet sich der Kostenvorteil pro erzeugter Kilowattstunde Strom  $\Delta c_{el}$  zu

$$\Delta c_{el} = \frac{\Delta t_{KWK}}{\eta_{N,el}} \quad (4.1)$$

### Erhöhung des anlegbaren Wärmepreises

Für Mineralöle, die zur konventionellen Bereitstellung von Wärme eingesetzt werden, müssen die Steuersätze zum Heizen nach § 3 Abs. 2 aufgebracht werden. Diese Steuersätze wurden erhöht. Daher kann auch ein höherer anlegbarer Wärmepreis bei KWK-Anlagen zugrunde gelegt werden. Um wieviel sich der anlegbare Wärmepreis durch die ökologische Steuerreform erhöht, hängt von dem

verwendeten Brennstoff (Erdgas oder Heizöl), der Nutzergruppe (produzierendes Gewerbe oder Haushalt) und der Effizienz der konventionellen Technologie ab, die anstelle der KWK zum Einsatz käme.

Die Erhöhung des anlegbaren Wärmepreises  $\Delta p_Q$  ergibt sich aus der Erhöhung des Steuersatzes zum Heizen  $\Delta t_{Heizen}$  und dem Nutzungsgrad der konventionellen Wärmeerzeugung  $\eta_{N,k}$  zu

$$\Delta p_Q = \frac{\Delta t_{Heizen}}{\eta_{N,k}}. \quad (4.2)$$

### Gesamteffekt

Die gesamte Kostenentlastung aus der Änderung des Mineralölsteuergesetzes  $\Delta N$  ergibt sich aus der Erhöhung des anlegbaren Wärmepreises  $\Delta p_Q$ , der erzeugten Wärmemenge  $Q$ , den günstigeren spezifischen Stromerzeugungskosten  $\Delta c_{el}$  und der erzeugten Strommenge  $W$ :

$$\Delta N = \Delta p_Q \cdot Q + \Delta p_{el} \cdot W \quad (4.3)$$

Bezogen auf die erzeugte elektrische Energie erhält man mit dem elektrischen Nutzungsgrad  $\eta_{N,el}$  und dem Gesamtnutzungsgrad der KWK-Anlage  $\eta_{N,Ges}$  die Beziehung

$$\begin{aligned} \Delta n &= \frac{\Delta K}{W} \\ &= \Delta p_Q \cdot \frac{Q}{W} + \Delta c_{el} \\ &= \Delta p_Q \cdot \frac{\eta_{N,Ges} - \eta_{N,el}}{\eta_{N,el}} + \Delta c_{el}. \end{aligned} \quad (4.4)$$

Die Ergebnisse der Berechnungen mit den oben getroffenen Annahmen sind in Tabelle 4.3 auf Seite 38 zusammengefaßt.

### Bewertung

Das Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform schafft eine deutliche Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Betreiber von KWK-Anlagen. Je nach Größe und Brennstoff der Anlage und dem alternativen Wärmeerzeugungssystem ergeben sich Vorteile gegenüber der bisherigen Situation von 1,23 bis 4,76 Pf/kWh<sub>el</sub>. Hieraus wird deutlich, daß nicht nur der Wegfall der Stromsteuer bei kleinen Anlagen, sondern auch die Änderungen des Mineralölsteuergesetzes die Wirtschaftlichkeit erheblich verbessert hat.

			< 700 kW <sub>el</sub>	> 700 kW <sub>el</sub>		
<b>Nichtgewerbliche Erzeugung</b>	<b>Stromsteuer</b>		Pf/kWh <sub>el</sub>	2	-	
	<b>Stromerzeugung</b>	Erdgas	Pf/kWh <sub>el</sub>	1,13	1,13	
		Heizöl	Pf/kWh <sub>el</sub>	2,20	2,20	
	<b>Anlegbarer Wärmepreis</b>	Erdgas	Pf/kWh	0,38	0,38	
		Heizöl	Pf/kWh	0,48	0,48	
	<b>Gesamteffekt</b>	<b>BHKW</b>	<b>Alt. Wärmeerz.</b>			
		Erdgas	Erdgas	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>3,63</b>	<b>1,63</b>
		Erdgas	Heizöl	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>3,77</b>	<b>1,77</b>
		Heizöl	Erdgas	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>4,64</b>	<b>2,64</b>
		Heizöl	Heizöl	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>4,76</b>	<b>2,76</b>
<b>Produzierendes Gewerbe</b>	<b>Stromsteuer</b>		Pf/kWh <sub>el</sub>	0,4	-	
	<b>Stromerzeugung</b>	Erdgas	Pf/kWh <sub>el</sub>	1,13	1,13	
		Heizöl	Pf/kWh <sub>el</sub>	2,20	2,20	
	<b>Anlegbarer Wärmepreis</b>	Erdgas	Pf/kWh	0,08	0,08	
		Heizöl	Pf/kWh	0,10	0,10	
	<b>Gesamteffekt</b>	<b>BHKW</b>	<b>Alt. Wärmeerz.</b>			
		Erdgas	Erdgas	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>1,63</b>	<b>1,23</b>
		Erdgas	Heizöl	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>1,65</b>	<b>1,25</b>
		Heizöl	Erdgas	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>2,69</b>	<b>2,29</b>
		Heizöl	Heizöl	Pf/kWh <sub>el</sub>	<b>2,71</b>	<b>2,31</b>

Tabelle 4.3: Abschätzung der Vorteile für KWK-Anlagen mit einem Jahressnutzungsgrad über 70% aus der 1. Stufe der ökologische Steuerreform

Am meisten profitieren von dem Gesetz die Betreiber von nicht-gewerblichen Anlagen mit einer installierten Leistung unter 700 kW<sub>el</sub>: Sie sparen pro erzeugter Kilowattstunde Strom 3,63 bis 4,76 Pfennige. Eine Besserstellung in dieser Größenordnung trägt sicherlich zu der Erschließung weiterer KWK-Potentiale in diesem Bereich bei. Aufgrund der Ermäßigungen für das produzierende Gewerbe ist der zusätzliche Anreiz zum Einsatz von KWK deutlich geringer. Dies ist bedauerenswert, da es gerade in der Industrie ein hohes wirtschaftliches KWK-Potential gibt.

Die steuerliche Entlastung von KWK-Anlagen ist bei Heizöl-Motoren insgesamt größer als bei Erdgasmotoren. Hierdurch werden meines Erachtens umweltpolitisch falsche Anreizwirkungen gesetzt. Denn bei der Verwendung von Heizöl treten Ruß- und Schwefelemissionen auf, die zu einer stärkeren Beeinträchtigung von Umwelt und Gesundheit führen als die vergleichsweise niedrigen NO<sub>x</sub>-Emissionen aus Gasmotoren. Zudem sind die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Heizöl höher als von Erdgas.

## **Teil II**

# **Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen**





# Kapitel 5

## Grundlagen der empirischen Analyse

In dem zweiten Abschnitt der Arbeit wird die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen an vier typischen Anwendungsfällen empirisch untersucht. In diesem Kapitel wird zunächst die Vorgehensweise dargelegt, technische Begriffe und Kennzahlen werden erläutert, der Untersuchungsgegenstand wird abgegrenzt und die Referenzfälle werden beschrieben. Im folgenden Kapitel werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Analyse festgelegt. In Kapitel 7 werden die Investitions- und Betriebskosten mit Hilfe von eigenen Recherchen und Literaturangaben abgeschätzt. In Kapitel 8 wird die Berechnungsmethode erläutert und in Kapitel 9 werden schließlich die Ergebnisse mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen dargestellt und bewertet.

### 5.1 Vorgehensweise

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung gestaltet sich wesentlich schwieriger als bei konventionellen Kondensationskraftwerken. Die Ursache hierfür liegt in der Kuppelproduktion von Strom und Wärme: Strom und Wärme werden in KWK-Anlagen in einem festen (oder nur bedingt variablen) Verhältnis zueinander erzeugt, Strom- und Wärmebedarf sind jedoch unabhängig voneinander und schwanken tages- und jahreszeitlich erheblich. Im Fall eines Nah- oder Fernwärmenetzes für Haushalte werden zum Beispiel im Sommer nur sehr geringe Wärmemengen abgenommen, im Winter steigt der Wärmebedarf weit mehr als der Strombedarf an. Eine KWK-Anlage kann daher nicht alleine den Strom- und Wärmebedarf typischer Anforderungsprofile decken.

Die Differenz zwischen Strombedarf und Stromerzeugung in der KWK-Anlage kann durch Lieferung aus dem bzw. an das Stromnetz ausgeglichen werden. Produziert die KWK-Anlage mehr Strom, als verbraucht wird, wird *Überschußstrom*

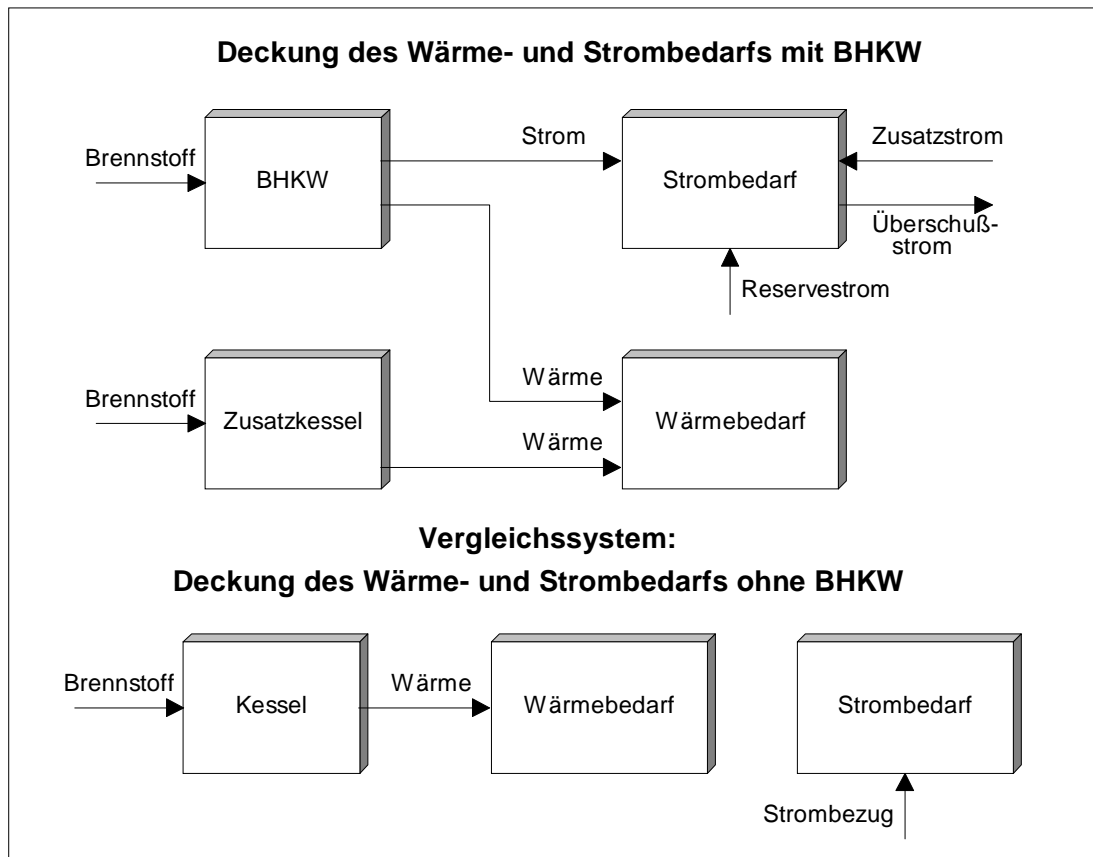


Abbildung 5.1: System der KWK-Anlage und Vergleichssystem

in das Netz eingespeist. Ist der Strombedarf größer als die Leistung der KWK-Anlage, wird *Zusatzstrom* bezogen. Bei Ausfall der KWK-Anlage wird *Reservestrom* bezogen. Fehlende Wärmeleistung wird bei Anlagen, die nicht an ein Fernwärmenetz gekoppelt sind, durch einen Zusatzkessel bereitgestellt. In großen Fernwärmenetzen mit mehreren KWK-Anlagen kann die fehlende Wärme bei Ausfall einer Anlage unter Umständen durch andere Heizkraftwerke bereitgestellt werden.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen sind neben den Erzeugungskosten insbesondere die Konditionen für Strombezug und Stromeinspeisung und die Charakteristik des Wärme- und Strombedarfs entscheidend. Bei einer Untersuchung der Wirtschaftlichkeit ist daher die Betrachtung des Gesamtsystems mit allen Parametern und die Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf sinnvoll. Die Kosten dieses Gesamtsystems müssen dann mit den Kosten der getrennten Bereitstellung von Strom und Wärme verglichen werden (Vergleichssystem).

In Abbildung 5.1 auf Seite 42 ist das hier betrachtete System einer KWK-Anlage dem Vergleichssystem gegenübergestellt. In der KWK-Anlage produziert

das BHKW in einem festen Verhältnis Strom und Wärme. Der Strombedarf wird durch die Stromerzeugung in dem BHKW und durch den Bezug von Zusatz- und Reservestrom gedeckt, wobei überschüssiger Strom verkauft bzw. in das Netz eingespeist wird. Der Wärmebedarf wird durch die Erzeugung in dem BHKW und in dem Zusatzkessel gedeckt. Im Vergleichssystem wird der gesamte Strombedarf bezogen und der Wärmebedarf komplett durch einen Kessel bereitgestellt.

Die Bestimmung der Kosten für Strom und Wärme ist für das Vergleichssystem einfach, da Wärmeerzeugung und Strombezug getrennt erfolgen. Die Kosten des BHKW müssen hingegen beiden Produkten – Strom und Wärme – zugerechnet werden. Häufig wird dieses Problem gelöst, indem die vermiedenen Strombezugskosten den Wärmeerzeugungskosten gutgeschrieben werden. Umgekehrt können auch die vermiedenen Wärmeerzeugungskosten den Stromgestehungskosten des BHKW gutgeschrieben werden. Letztere Variante wird in dieser Arbeit verwendet, um die *Kosten zur Deckung des Strombedarfs* mit einem BHKW unter Berücksichtigung der vermiedenen Wärmeerzeugung zu berechnen. Für den hier gewählten Untersuchungsgegenstand hat diese Vorgehensweise folgenden Vorteil: Die Erdgas- und Wärmepreise werden sich infolge der Liberalisierung der Gaswirtschaft kaum verändern, während die Strompreise mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft deutlich sinken werden. Bei relativ konstanten anlegbaren Wärmepreisen können die Auswirkungen der Liberalisierung des Strommarktes herausgearbeitet werden, indem den sinkenden Strombezugskosten im Vergleichssystem die Kosten zur Deckung des Strombedarfs mit einem BHKW gegenübergestellt werden.

Neben den vermiedenen Wärmeerzeugungskosten müssen die Investitionskosten, die Brennstoffkosten und die Betriebskosten für das BHKW sowie die Kosten für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom und die Vergütung für Überschußstrom abgeschätzt werden. Um die Kosten und Erlöse für den Bezug von Zusatzstrom und den Verkauf von Überschußstrom zu bestimmen, müssen nicht nur die Strommengen, sondern auch der zeitliche Verlauf ermittelt werden, da hierfür zum Teil sowohl tageszeitlich als auch jahreszeitlich schwankende Preise gelten. Eine Abschätzung der Kosten für Strombezug und -verkauf wäre ohne Kenntnis des Verlaufs von Strom- und Wärmebedarf sehr schwierig.

Aus diesem Grund wird die Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen in dieser Arbeit nicht allgemein, sondern am Beispiel von typischen Einsatzgebieten untersucht, bei denen der Verlauf des Strom- und Wärmebedarfs hinreichend genau ermittelbar ist und die potentiell interessante und repräsentative Nutzungsmöglichkeiten für die KWK bieten. Hierzu zählen zwei Industriebetriebe, eine Niedrigenergiesiedlung und ein Mehrfamilienhaus. Ausgehend von den Jahressganglinien des Strom- und Wärmebedarfs dieser Referenzfälle wird der Betrieb in einem Basisjahr simuliert. Dabei wird in jeder Viertelstunde die optimale Betriebsweise ermittelt, die u.a. von den Preisen für Strombezug und Stromverkauf zu der jeweiligen Tages- und Jahreszeit abhängt. Mit der Simulation des Basisjahres werden alle kostenrelevanten Daten – wie Auslastung der Anlage,

Strombezugskosten, etc – ermittelt. Die Ergebnisse aus der Simulation des Basisjahres werden dann auf die wirtschaftliche Nutzungsdauer extrapoliert, wobei der Veränderung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen – wie Strom- und Brennstoffpreisen – Rechnung getragen wird. Die Kosten zur Deckung des Strombedarfs mit einem BHKW werden als finanzmathematische Durchschnittskosten gebildet und den durchschnittlichen Bezugskosten ohne BHKW gegenübergestellt. In Sensitivitätsanalysen wird abschließend dargelegt, welchen Einfluß wichtige Rahmenbedingungen wie Brennstoffpreise, Zinssätze oder die Strompreisentwicklung auf die Höhe der Stromkosten haben.

Es sei darauf hingewiesen, daß eine Übertragbarkeit der Ergebnisse dieser ausgewählten Fallbeispiele auf andere Anlagen nur begrenzt möglich ist. Das Hinzuziehen der Wärme- und Stromcharakteristik ermöglicht zwar eine genauere Abschätzung der Kosten, allerdings können die Ergebnisse schlechter verallgemeinert werden. Denn gerade bei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung kann eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit nur für jeden Einzelfall getroffen werden. Die Betrachtung verschiedener, typischer Anwendungsbeispiele ist daher sinnvoll, um eine Aussage darüber zu treffen, welche Auswirkungen die neuen Rahmenbedingungen auf die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen haben.

## 5.2 Technische Begriffe und Kennzahlen

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit werden eine Reihe von technischen Begriffen und Kennzahlen verwendet. Die wichtigsten werden hier kurz definiert und erläutert, da sie zum Teil auch in der Literatur unterschiedlich gebraucht werden.

Zunächst zu den Begriffen KWK-Anlage und BHKW: In der Literatur gibt es zwischen diesen Wörtern keine klare Abgrenzung. Häufig werden mit BHKW kleine Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bezeichnet, wobei zum Teil damit motorbetriebene Anlagen (anstelle der Verwendung einer Gasturbine) gemeint sind. Hier wird mit dem Begriff **KWK-Anlage** die gesamte Anlage bezeichnet, die den Zusatzkessel miteinschließt. Die Größe spielt dabei keine Rolle. Mit **BHKW** wird die Kraft-Wärme-Kopplungs-Einheit bezeichnet, in der Strom und Wärme erzeugt werden. Ein BHKW kann wiederum mehrere **Module** umfassen, die unabhängig voneinander betrieben werden können.

Zu den technischen Begriffen:

- Die **elektrische Nennleistung**  $\tilde{P}_{el}$  und die **Wärmenennleistung**  $\tilde{P}_W$  bezeichnen die Leistung, die das BHKW bei voller Auslastung der Anlage jeweils produziert.
- **Heizwert** und **Brennwert**. Der Heizwert (auch: untere Heizwert) bezeichnet die Energie eines Brennstoffs, die bei seiner Verbrennung freigesetzt

wird, wenn das im Verbrennungsgas enthaltene Wasser als Dampf vorliegt und nicht auskondensiert wird. Der Brennwert (auch: oberer Heizwert) berücksichtigt zusätzlich die Kondensationswärme des Wassers im Abgas und ist daher höher. Von Brennwert-Technik oder Brennwert-Nutzung wird gesprochen, wenn Anlagen zur Wärmezeugung über einen Wärmetauscher verfügen, der den Wasserdampf im Abgas kondensiert und daher auch diese Energie noch nutzt.

- **Wirkungsgrade.** Der elektrische Wirkungsgrad  $\eta_{el}$  einer Anlage ist das Verhältnis der erzeugten Elektrizität zur eingesetzten Brennstoffenergie  $\tilde{P}_{Br}$  bei Nennlast:  $\eta_{el} = \tilde{P}_{el}/\tilde{P}_{Br}$ . Der thermische Wirkungsgrad  $\eta_{th}$  stellt das Verhältnis der erzeugten Wärmeleistung  $\tilde{P}_W$  zur eingesetzten Brennstoffenergie bei Nennlast dar:  $\eta_{th} = \tilde{P}_W/\tilde{P}_{Br}$ . Der Gesamtwirkungsgrad  $\eta_{Ges}$  ist schließlich das Verhältnis der elektrisch und thermisch erzeugten Energie zur eingesetzten Brennstoffenergie:  $\eta_{Ges} = (\tilde{P}_{el} + \tilde{P}_W)/\tilde{P}_{Br}$ .
- **Nutzungsgrade** sind ähnlich wie Wirkungsgrade definiert, jedoch beziehen sie sich nicht auf die Leistungen bei Nennlast, sondern auf die erzeugten *Mengen* über einen bestimmten Zeitraum. Der Gesamtnutzungsgrad eines BHKW ist dann definiert als  $\eta_{N,Ges} = (Q + W)/B$ , wobei  $W$  die erzeugte Strommenge,  $Q$  die erzeugte Wärmemenge und  $B$  die eingesetzte Brennstoffenergie bezeichnet.

Bei Teillastbetrieb oder durch das An- und Abfahren von Anlagen entstehen Verluste. Die Nutzungsgrade sind daher etwas kleiner als die Wirkungsgrade. Die Höhe des Nutzungsgrads hängt von der Fahrweise ab: Wird die Anlage in der Grundlast ohne häufiges An- und Abfahren eingesetzt, liegt der Nutzungsgrad nahe beim Wirkungsgrad. Die Hauptverluste liegen dabei auf der Wärmeseite. Der elektrische Nutzungsgrad kommt in der Regel sehr nahe an den thermischen Nutzungsgrad heran. In dieser Arbeit wird für alle Anlagen geschätzt, daß der thermische *Nutzungsgrad*  $\eta_{N,th}$  8% kleiner als der thermische *Wirkungsgrad*  $\eta_{th}$  ist und der elektrische *Nutzungsgrad*  $\eta_{N,el}$  um 3% kleiner als der elektrische *Wirkungsgrad*  $\eta_{el}$  ist.

Bei der Verwendung von Wirkungsgraden und Nutzungsgraden ist zu beachten, ob für die eingesetzte Brennstoffenergie der Heizwert oder Brennwert des Brennstoff verwendet wird. In dieser Arbeit wird bei allen Größen grundsätzlich der Brennwert verwendet.

- Die **Stromkennzahl**  $s$  stellt das Verhältnis der Stromproduktion  $W$  zur Wärmeproduktion  $Q$  in einem bestimmten Zeitintervall dar. Da die Verluste auf der Wärmeseite größer sind als auf der Stromseite, ist die Stromkennzahl etwas größer als das Verhältnis der elektrischen Nennleistung  $\tilde{P}_{el}$  zur Wärmenennleistung  $\tilde{P}_W$ .

### 5.3 Abgrenzung des Untersuchungsgegenstands

Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen werden eine Reihe von Annahmen getroffen, die zur Vereinfachung der Berechnung beitragen und durch die der Untersuchungsgegenstand eingeschränkt wird:

- Bei allen Referenzobjekten wird angenommen, daß die Wärmeversorgung komplett erneuert wird, d.h. die KWK-Anlage ist Bestandteil eines neuen Wärmeversorgungskonzepts und wird nicht zu einer bestehenden Wärmeerzeugungsanlage nachgerüstet.
- In dem Leistungsbereich von 1–5 MW<sub>el</sub> kommen sowohl Gasturbinen mit Abhitzeessel als auch motorbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW) in Frage. Gasturbinen eignen sich insbesondere zur Dampferzeugung, haben aber in dieser Größenordnung niedrigere Wirkungsgrade als BHKW. Mit BHKW ist bei Verwendung mehrerer Module ein besserer Teillastbetrieb möglich, allerdings muß ein ausreichender Niedertemperaturbedarf vorhanden sein. Bei allen hier betrachteten Referenzobjekten sind motorbetriebene BHKW die günstigere Variante.
- In den letzten Jahren wurden in der Mehrzahl erdgasbetriebene Motoren anstelle von Heizöl-Motoren eingesetzt. Dies liegt zum einen an den günstigen Erdgaspreisen, zum anderen sind die Stickoxid- und Kohlenmonoxid-Emissionen bei Verwendung von Erdgas viel niedriger. Bei Heizölmotoren müssen außerdem z.T. Rußfilter eingesetzt werden, deren Austausch kostenintensiv ist. Daher wird der Untersuchungsgegenstand hier auf erdgasbetriebene Anlagen beschränkt.
- Bei motorbetriebenen BHKW kann durch einen zusätzlichen Wärmetauscher die Motorabluft so weit gekühlt werden, daß der darin befindliche Wasserdampf auskondensiert und dabei zusätzliche Wärme freisetzt. Durch diese *Brennwert-Nutzung* kann ein höherer Wirkungsgrad erzielt werden. Ob sich die nötige Mehrinvestition mit den eingesparten Brennstoffkosten amortisiert, hängt von Fall zu Fall von den jeweiligen Rahmenbedingungen ab. Bei dieser Wirtschaftlichkeitsanalyse wird eine Brennwert-Nutzung nicht berücksichtigt.
- Die Verwendung von Pufferspeichern ermöglicht eine bessere Anpassung von Wärme- und Strombedarf und kann deshalb die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen – insbesondere bei kurzfristig schwankenden Wärmebedarf – verbessern. Die Simulation von Pufferspeichern ist wegen der hinzukommenden Speicherglieder aufwendig und wird in diesem Rahmen nicht berücksichtigt. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist daher zu beachten, daß

bei Verwendung eines Pufferspeichers insbesondere bei dem Mehrfamilienhaus und der Niedrigenergiesiedlung die Wirtschaftlichkeit gegenüber dem berechneten Ergebnis noch verbessert werden kann.

- Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit KWK-Anlagen, die hier nicht berücksichtigt wird, ist das gezielte Abfahren von Leistungsspitzen, um den Leistungsanteil der Strombezugskosten zu senken. Dabei wird eine Grenzleistung definiert, die sich aus der Differenz zwischen der erwarteten Jahreshöchstleistung und der Nennleistung der BHKW-Module ergibt. Überschreitet der Strombedarf diese Grenzleistung, werden die BHKW-Module auch dann eingesetzt, wenn kein ausreichender Wärmebedarf vorhanden ist. Die überschüssige Wärme wird über eine Notkühleinrichtung abgeführt. Hierdurch kann die Jahreshöchstleistung auf die Grenzleistung beschränkt werden. Der KWK-Anlage kommt so eine zweite Funktion zu.

Problematisch ist bei dieser Fahrweise, daß der Jahresnutzungsgrad hierdurch sinkt und unter Umständen die Grenze von 70% unterschreitet, unterhalb derer die Mineralölsteuerbefreiung für KWK-Anlagen nicht mehr greift.

- Für alle BHKW-Module wird angenommen, daß ein Teillastbetrieb bis zu 50% Nennleistung möglich ist.<sup>1</sup>

## 5.4 Beschreibung der Referenzobjekte

Als typische Anwendungsfälle für die Kraft-Wärme-Kopplung werden zwei Industriebetriebe (A und B), eine Niedrigenergiesiedlung und ein Mehrfamilienhaus betrachtet. In allen Referenzobjekten ist aufgrund der Größe der Objekte und der Charakteristik des Strom- und Wärmebedarfs der Einsatz von motorbetriebenen BHKW sinnvoll.<sup>2</sup>

Wie oben beschrieben, wird die Strom- und Wärmeproduktion mit einer KWK-Anlage einem Vergleichssystem gegenübergestellt, bei dem die Wärme in einem konventionellen Heizkessel erzeugt wird und der Strom von einem EVU bezogen wird.

Bei dem Mehrfamilienhaus und der Niedrigenergiesiedlung wird davon ausgegangen, daß die Wärme in dem Vergleichssystem in einem erdgasgefeuerten Brennwertkessel mit einem Wirkungsgrad von 90% bezogen auf den Brennwert bereitgestellt wird. Der durchschnittliche Nutzungsgrad wird auf 85% geschätzt.

---

<sup>1</sup>Der mögliche Teillastbetrieb hängt unter anderem von dem verwendeten Motorkonzept ab und ist von Modell zu Modell unterschiedlich.

<sup>2</sup>In den Industriebetrieben ist der Einsatz einer Gasturbine denkbar, aber nicht wirtschaftlich.

Die Industriebetriebe benötigen vor allem Dampf. Es wird angenommen, daß bei den Industriebetrieben im Vergleichssystem der Dampf mit konventionellen Dampferzeugern auf Erdgasbasis erzeugt wird. Nach Information bei mehreren Herstellern von Dampferzeugern liegen die Wirkungsgrade hierfür zwischen 89% und 94% bezogen auf den Heizwert, je nachdem, bis zur welcher Temperatur das Abgas heruntergekühlt wird. Hier wird von einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 92% und einem Nutzungsgrad von 87,4% bezogen auf den Heizwert ausgegangen.

Die Bedarfswerte der Industriebetriebe wurden von der RWTH Aachen zur Verfügung gestellt. Sie stammen zum Teil aus Meßwerten, zum Teil wurden sie mit Hilfe von Simulationen rechnerisch erstellt.

### 5.4.1 Industriebetrieb A

Bei dem Industriebetrieb A handelt es sich um ein Unternehmen der chemischen Industrie. Der Wärme- und Strombedarf liegt in Viertelstundenwerten für ein Jahr vor. Die Werte wurden aus Messungen und Simulationsrechnungen gewonnen und auf das Jahr 2001 prognostiziert.

Für die Produktion wird vor allem Prozeßdampf benötigt. Der Prozeßdampf wird als Sattdampf in einem Hochdrucknetz mit 8 bar und einem Niederdrucknetz mit 4 bar zur Verfügung gestellt. Von dem eingesetzten Prozeßdampf fließen 90% als Kondensat mit 90°C zurück. Die Jahresspitze des Wärmebedarfs liegt bei ca. 21 MW, der Jahresverbrauch bei ca. 40 GWh. In dem Unternehmen gibt es kaum Niedertemperaturbedarf, allerdings einen Kühlbedarf. Im Rahmen einer wissenschaftlichen Untersuchung wurde daher vorgeschlagen, den Kühlbedarf mit einer Absorptionskältemaschine (AKM) zur Wärme-Kälte-Kopplung zu decken. Der Vorteil einer solchen Anlage besteht in der Angleichung des Wärmebedarfs unter 100 °C: Im Sommer gibt es keinen Heizwärmebedarf, sondern einen erhöhten Kühlbedarf; aus der Niedertemperaturwärme eines BHKW kann mit Hilfe der Absorptionskältemaschine eine zusätzliche Kühllast bereitgestellt werden.

Neben dem Wärmebedarf für die Absorptionskältemaschine resultiert ein geringer Wärmebedarf auf einem Temperaturniveau unter 100°C aus der Vorwärmung von Frischwasser für die Dampferzeugung (10% des Dampfmassenstroms) und einem geringen, jährlich etwa konstanten Niedertemperaturbedarf. Daneben wird von einer thermischen Abluftreinigungsanlage Niedertemperaturwärme zur Verfügung gestellt.

Für den Einsatz von motorbetriebenen BHKW zur Wärmeerzeugung ist das benötigte Temperaturniveau wichtig, denn bei BHKW fällt nur etwa 50% der Abwärme auf einem ausreichend hohen Temperaturniveau für die Dampferzeugung an (Koch und Schmitz 1996, S. 52). Die verbleibenden 50% der Abwärme können nur zur Wärmeerzeugung unter 100°C genutzt werden. Soll ein motorbetriebenes BHKW zur Dampferzeugung eingesetzt werden, muß ein ausreichender Niedertemperaturbedarf vorhanden sein oder die Hälfte der Abwärme weggekühlt



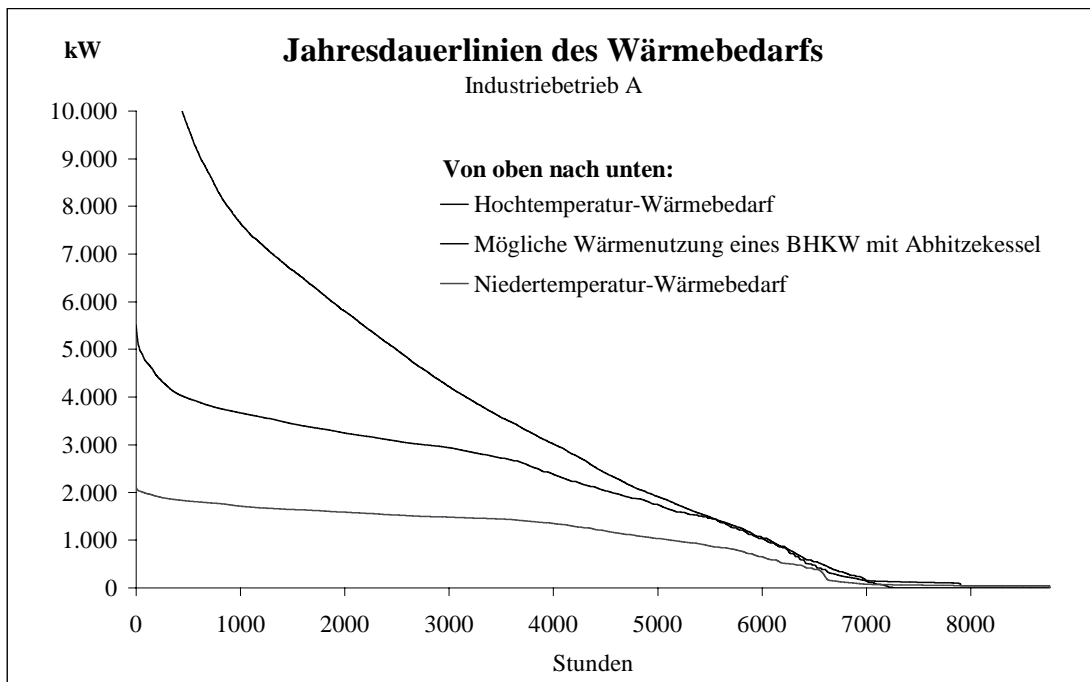


Abbildung 5.2: Geordnete Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs und die potentielle Wärmenutzung eines BHKW mit Abhitzeessel für den Industriebetrieb A

werden. Wird die Niedertemperaturwärme weggekühlt, so sinkt der Nutzungsgrad erheblich. Ein wirtschaftlicher Einsatz ist dann höchstens zum Abfahren von Lastspitzen möglich, zumal unterhalb eines Jahresnutzungsgrades von 70% die Befreiung von der Mineralölsteuer entfällt.

In Abbildung 5.2 sind verschiedene Jahresdauerlinien für den Wärmebedarf des Unternehmens abgebildet. Die untere Kurve stellt den Wärmebedarf auf einem Temperaturniveau unter  $100^{\circ}\text{C}$  dar (im folgenden als *Niedertemperaturbedarf* bezeichnet). Die obere Kurve entspricht dem Prozeßdampfbedarf. Aus dem Prozeßdampfbedarf und dem Niedertemperaturbedarf kann der Wärmebedarf ermittelt werden, der potentiell durch ein BHKW abgedeckt werden kann (mittlere Kurve). Dabei wird angenommen, daß mit den heißen Abgasen des BHKW in einem zusätzlichen Abhitzeessel Dampf erzeugt und die Niedertemperaturwärme aus der Motorkühlung gewonnen wird. Übersteigt der Dampfbedarf den Niedertemperaturbedarf, so kann mit dem BHKW maximal gerade die doppelte Wärmemenge des Niedertemperaturbedarfs erzeugt werden (50% Dampf und 50% Niedertemperaturwärme).

Im Rahmen der oben genannten wissenschaftlichen Untersuchung wurde sowohl der Einsatz von Gasturbinen als auch der Einsatz von motorbetriebenen BHKW für eine Kraft-Wärme-Kopplung untersucht. Dabei hat sich gezeigt, daß der Einsatz von BHKW wirtschaftlicher ist. Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Option soll auch hier unter den veränderten Rahmenbedingungen untersucht wer-

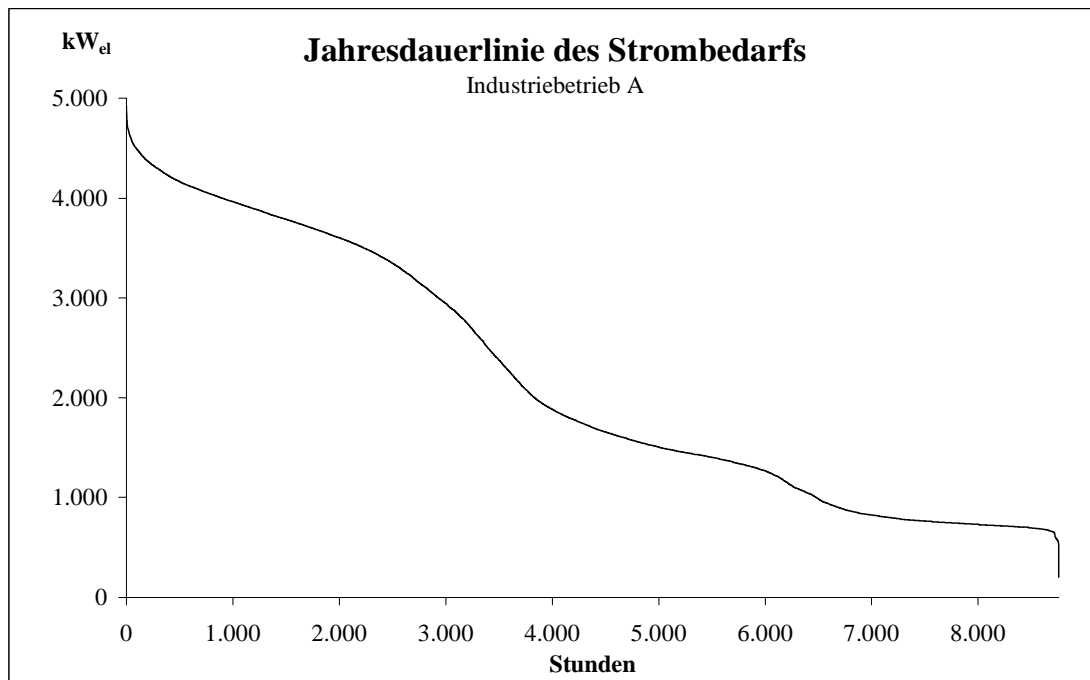


Abbildung 5.3: Geordnete Jahresdauerlinie des Strombedarfs für den Industriebetrieb A

den. Bei der Auswahl einer geeigneten KWK-Anlage muß abgewogen werden, ob ein vergleichsweise kleines BHKW eingesetzt wird, das ausschließlich Niedertemperaturwärme erzeugt, oder ein größeres BHKW mit einem zusätzlichen Abhitzeessel, das sowohl Dampf als auch Niedertemperaturwärme bereitstellt.

Die Jahreshöchstleistung des Strombedarfs liegt bei ca. 5 MW, die Jahresverbrauchsmenge bei ca. 19 GWh. Die Jahresdauerlinie des Strombedarfs ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

#### 5.4.2 Industriebetrieb B

Bei dem zweiten Industriebetrieb handelt es sich um ein Unternehmen der Textilindustrie. Das Unternehmen benötigt Dampf, Warmwasser und Strom. Die Verbrauchsdaten liegen als Viertelstundenwerte für ein Jahr vor. Dabei handelt es sich nicht um exakte Meßdaten, vielmehr wurden die Jahregänge des Strom- und Prozeßdampfbedarfs aus einigen gemessenen Tages- und Wochenprofilen und gemittelten Wochenwerten erstellt. Die tatsächlichen Verbrauchswerte werden hierdurch jedoch relativ genau getroffen. Die Jahresdauerlinien des Dampfbedarfs, Warmwasserbedarfs und des Strombedarfs sind in Abbildung 5.4 auf Seite 51 dargestellt.

Der Hauptwärmebedarf kommt aus der Verwendung von Dampf. Für den Frischdampf wird ein Dampfzustand von 15 bar und 225 °C benötigt, das Kon-

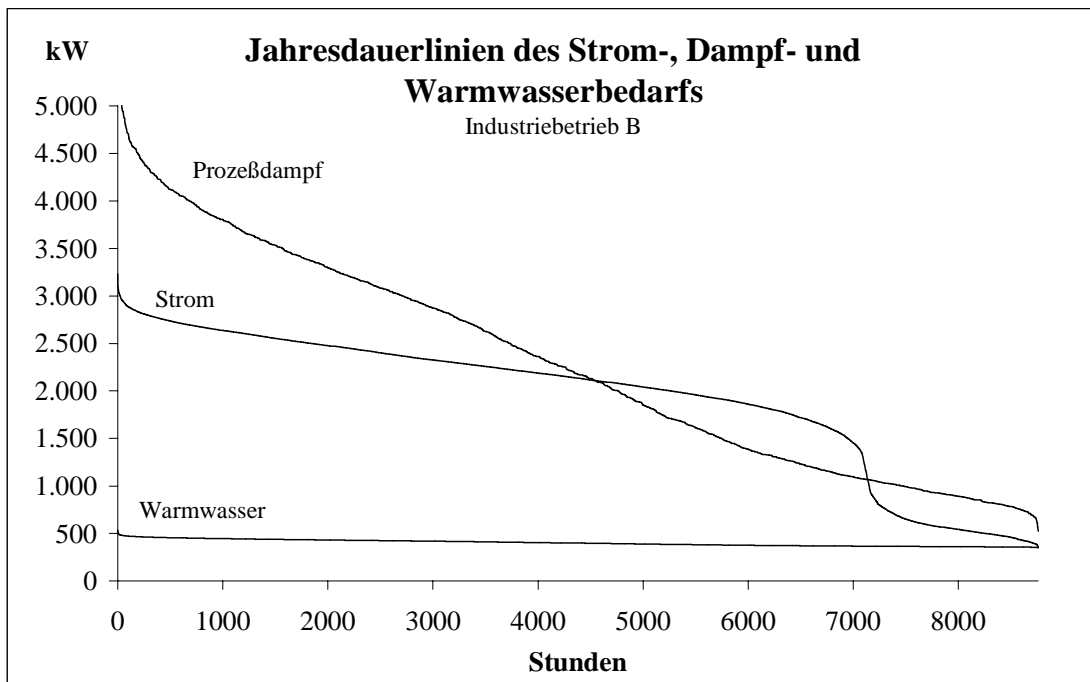


Abbildung 5.4: Geordnete Jahresdauerlinien des Strom- und Dampfbedarfs in dem Industriebetrieb B

densat hat eine Temperatur von 103 °C bei einem Druck von 1 bar. Der Prozeßdampfbedarf schwankt über das Jahr zwischen ca. 1 und 9 t/h, wobei der Kondensatrücklauf bei ca. 80% liegt. Der Jahreswärmebedarf liegt bei ca. 23 GWh mit einer Jahresspitze von ca. 7 MW.

Neben dem Prozeßdampf gibt es das ganze Jahr über einen konstanten Bedarf an Warmwasser mit einer Vorlauftemperatur von 75 °C und eine konstante Verlustleistung in dem Leitungssystem. Der Bedarf an Brauchwasser kann als in etwa konstant abgeschätzt werden, da das Unternehmen über einen großen Pufferspeicher verfügt. Wie bei dem Industriebetrieb A resultiert ein gewisser Niedertemperaturbedarf aus der Vorwärmung von Frischwasser zur Dampferzeugung. Der gesamte Niedertemperaturbedarf ist relativ konstant und schwankt innerhalb eines Jahres zwischen ca. 350 und 500 kW.

Der Jahresstromverbrauch beträgt ca. 17 GWh mit einer Leistungsspitze von 3 MW.

Für einen Einsatz von motorbetriebenen BHKW besteht ähnlich wie beim Industriebetrieb A ein Problem in dem geringen Niedertemperaturbedarf im Vergleich zum Dampfbedarf. Der Niedertemperaturbedarf limitiert hier das ganze Jahr über die mögliche Wärmeleistung eines BHKW ohne Zusatzkühlung, da der Dampfbedarf in allen ermittelten Viertelstundenwerten den Niedertemperaturbedarf übertrifft. Im Rahmen einer wissenschaftlichen Untersuchung hat sich der Einsatz einer Gasturbine gegenüber motorbetriebenen BHKW als unwirtschaft-

lich erwiesen.

Bei Einsatz eines motorbetriebenen BHKW ist die Einrichtung eines Abhitzekekessels sinnvoll, da hiermit ca. 50% der Abwärme zur Dampferzeugung genutzt und die Wärmeleistung des BHKW somit verdoppelt werden kann.

### 5.4.3 Niedrigenergiesiedlung

Die Daten für die Niedrigenergiesiedlung wurden von dem Institut für Wohnen und Umwelt zur Verfügung gestellt. Es handelt sich dabei um Meßdaten aus der Siedlung „Distelweg“, die als erste Siedlung Deutschlands komplett in Niedrigenergiebaubauweise errichtet wurde und über ein BHKW zur Wärmeversorgung verfügt (Loga und Menje 1992; Brunnengräber und Loga 1996). Die Siedlung wurde 1991/2 gebaut und umfaßt 41 Wohneinheiten in Doppel- und Reihenhäusern. Im Rahmen eines umfangreichen Meßprogramms wurde unter anderem der Strom- und Wärmebedarf in Stundenwerten ermittelt.

Die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs ist in Abbildung 8.6 in Kapitel 8.7.3 auf Seite 122 dargestellt. Sie umfaßt den Wärmebedarf für Brauchwasser und für die Heizung. Der Jahreswärmebedarf liegt bei ca. 500.000 kWh mit einer Leistungspitze von 260 kW. Der Jahresstrombedarf beträgt ca. 155.000 kWh, für die Jahreshöchstleistung wurde als Stundenwert 57 kW ermittelt. Eine Besonderheit der Niedrigenergiesiedlung besteht darin, daß durch die verbesserte Wärmedämmung der Wärmebedarf im Verhältnis zum Strombedarf relativ klein ist.

Als Vergleichssystem wird der Fall betrachtet, daß das Nahwärmenetz mit einem Brennwertkessel gespeist wird. Die Kosten für das Nahwärmenetz werden somit nicht der KWK-Anlage zugeordnet.

### 5.4.4 Mehrfamilienhaus

Das Mehrfamilienhaus hat eine Wohnfläche von ca. 1250 m<sup>2</sup> und wird ausschließlich zu Wohnzwecken genutzt. Es handelt sich um einen vierstöckigen Berliner Altbau aus der Gründerzeit, der 1995 grundlegend saniert wurde. Das Dachgeschoß wurde ausgebaut und die freistehenden Brandschutzwände sowie die Außenwände der dritten und vierten Etage wurden mit einer zusätzlichen Wärmedämmung versehen. Die Fenster wurden ebenfalls 1995 erneuert und haben eine Doppelverglasung. Die Versorgung mit Brauchwasser erfolgt zusammen mit der Heizung zentral. Die Wohnungen sind mit Elektroherden ausgerüstet.

In dem untersuchten Objekt wurde von 1996 bis 1998 der Strom- und Wärmebedarf in Viertelstundenwerten gemessen. Diese Werte werden als Datengrundlage zur Simulation des Basisjahres herangezogen. Von den drei Jahren entsprach das Jahr 1997 hinsichtlich der Witterung am ehesten dem langjährigen Durchschnitt. Nach den Gradtagzahlen der BEWAG für Berlin war das Jahr 1997 um 2% wärmer als ein Normjahr. Der Gesamtwärmebedarf für Brauchwasser und

<b>Mehrfamilienhaus</b>		
<b>Kenngrößen</b>		1997
Anzahl der Bewohner	-	35
Wärmeverbrauch (Brauchwasser und Heizung)	kWh/a	220.115
Stromverbrauch	kWh <sub>el</sub>	38.293
Lastspitze Strom	kW <sub>el</sub>	30,2
Spezifischer Wärmeverbrauch	kWh/(Person u. Jahr)	6.289
Spezifischer Stromverbrauch	kWh <sub>el</sub> /Person	1.094
Gradtagzahl im Normaljahr nach BEWAG	-	3.759
Gradtagzahl nach BEWAG	-	3.684
Abweichung	-	-2,0%

*Tabelle 5.1: Gemessene Kenngrößen des untersuchten Mehrfamilienhauses im Jahr 1997*

Heizung lag 1997 bei 220.115 kWh, der Strombedarf bei 38.293 kWh. In Tabelle 5.1 sind einige charakteristische Kenngrößen für den Strom- und Wärmebedarf aufgeführt, Abbildung 5.5 auf Seite 54 zeigt einen typischen Tagesgang für den Wärmebedarf im Winter und im Sommer.

Der Wärmebedarf wird zur Zeit mit einer kleinen KWK-Anlage gedeckt. Die Viertelstundenwerte des Wärmebedarfs wurden aus der Leistung des BHKW und des Zusatzkessel gemessen. Sie bilden somit nicht den tatsächlichen Wärmeverbrauch ab, sondern stellen die momentane Erzeugungsleistung der Anlage dar. Aus Abbildung 5.5 auf Seite 54 wird deutlich, daß die Wärmeleistung der Anlage insbesondere im Sommer stark schwankt. Dies liegt vor allem an der Größe des Pufferspeichers. Für die Simulation der Betriebsweise soll jedoch nach Möglichkeit der tatsächliche Wärmebedarf nachgebildet werden und nicht die Fahrweise der derzeitigen Anlage. Aus diesem Grund werden die Meßdaten angeglichen, indem der Wärmebedarfswert aus dem arithmetischen Mittelwert von Meßwerten über zwei Stunden abgeschätzt wird. Hierdurch wird die stark schwankende Kurve der gemessenen Erzeugungsleistung zu einer glatteren Wärmebedarfskurve abgeflacht, die dem tatsächlichen Verlauf des Wärmebedarfs näher kommen dürfte. In Abbildung 5.5 auf Seite 54 ist neben der gemessenen Wärmeerzeugungsleistung auch der angegliche Wärmebedarf abgebildet.<sup>3</sup>

Für den Strombedarf stellt sich die Situation einfacher dar. Die hier vorliegenden 1/4-Stunden-Meßwerte können direkt verwendet werden. In Abbildung 5.6 auf Seite 55 ist die aus diesen Werten ermittelte Jahresdauerlinie des Strom-

<sup>3</sup>Durch dieses Vorgehen schleichen sich natürlich auch Fehler ein: Eine starke Wärmenachfrage in den Morgenstunden macht sich zum Beispiel nicht mehr so stark bemerkbar, sondern verteilt sich auf einen größeren Zeitraum. Dennoch geben die so gewonnen Werte den Wärmebedarf besser wieder als die Meßdaten der Erzeugungsleistung.

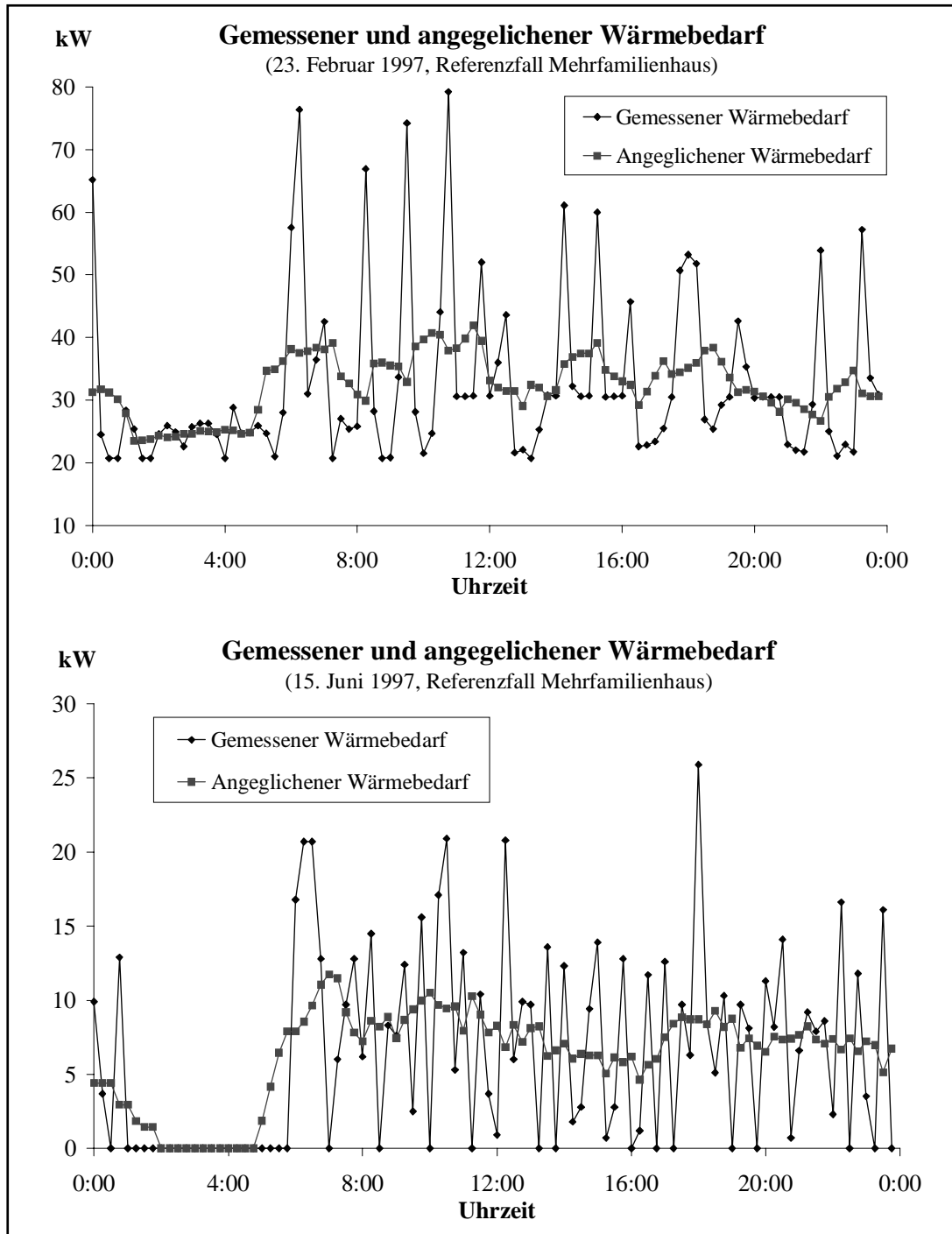


Abbildung 5.5: Gemessener und angeglicher Tagesgang des Wärmebedarfs für das Mehrfamilienhaus an einem Winter- und einem Sommertag

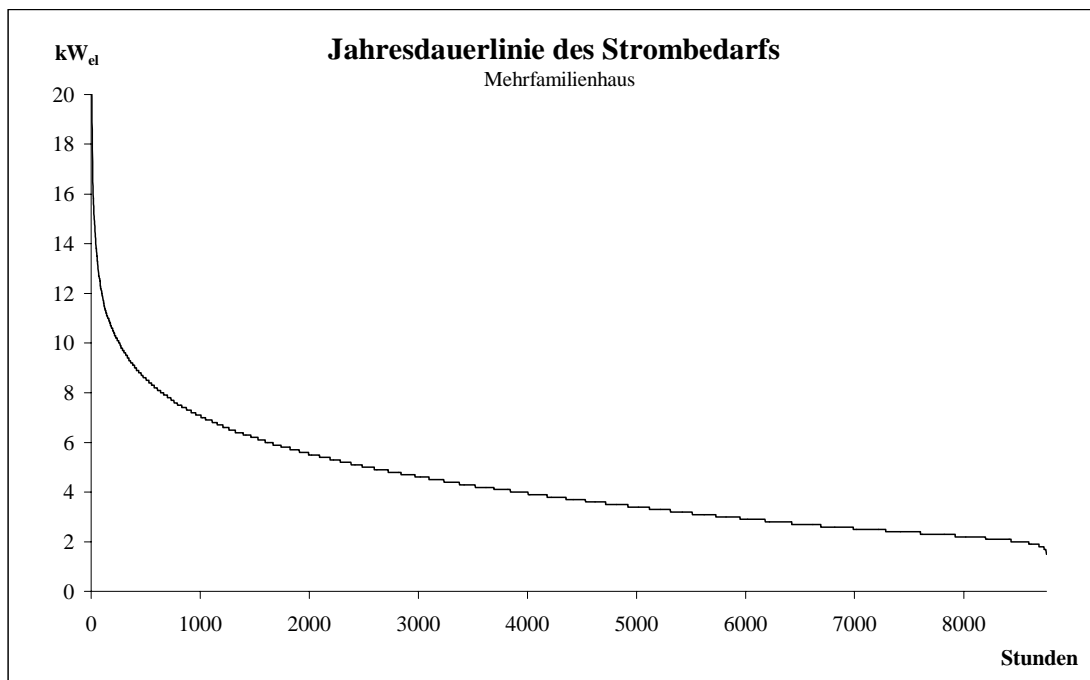


Abbildung 5.6: Gemessene Jahresdauerlinie des Strombedarfs für das Mehrfamilienhaus im Jahr 1997

bedarfs dargestellt. Bei dem Strombedarf gibt es eine recht ausgeprägte Leistungsspitze, die im Jahr 1997 30,2 kW beträgt. In den beiden anderen Meßjahren ist dieser Spitzenwert niedriger. Trotz des Spitzenwertes von 30,2 kW im Jahr 1997 kann angenommen werden, daß im Regelfall die Grenze von 30 kW nicht überschritten wird.





# Kapitel 6

## Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Im folgenden werden die Rahmenbedingungen, die der Wirtschaftlichkeitsanalyse zugrunde gelegt werden, dargestellt und erläutert. Dabei wird besonders auf die Höhe des kalkulatorischen Zinssatzes und der Abschreibungszeit eingegangen, da diese Größen die kapitalgebundenen Kosten wesentlich beeinflussen. Desweiteren werden verschiedene Szenarios für die Höhe der Strom- und Mineralölsteuer festgelegt, um den Einfluß der ökologischen Steuerreform auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen herauszuarbeiten.

### 6.1 Wirtschaftliche Rahmendaten

Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen werden bestimmte wirtschaftliche Rahmenbedingungen vorgegeben, die hier kurz dargelegt werden. In Tabelle 6.1 auf Seite 58 sind die wichtigsten Rahmenbedingungen zusammengefaßt. Folgende Annahmen werden getroffen:

- *Preisbasis.* Soweit nicht anders vermerkt, beziehen sich alle Preisangaben auf den 1. Januar 2000. Die Ergebnisse sind als finanzmathematisch durchschnittliche Preise in realen Zahlen mit dieser Preisbasis zu verstehen.
- *Inbetriebnahme.* Es wird davon ausgegangen, daß alle Anlagen zum 1. Januar 2000 in Betrieb gehen.
- *Inflationsrate.* Die allgemeine Inflationsrate nach dem Preisindex für die Lebenshaltung wird auf jährlich 2,0% geschätzt. An diesem Wert orientiert sich die Europäische Zentralbank in ihrer Geldpolitik.
- *Berücksichtigung von Steuern.* Alle Preise und Kosten verstehen sich ohne Umsatzsteuer. Körperschaftssteuern werden nicht berücksichtigt. Die Mi-

<b>Wirtschaftliche Rahmendaten</b>	
<b>Preisbasis</b>	1. Januar 2000
<b>Inbetriebnahme</b>	1. Januar 2000
<b>Inflationsrate</b>	2,0%
<b>Nominaler kalkulatorischer Zinssatz</b>	
Referenzfall	10,0%
Szenario Hoher Zinssatz	13,3%
Szenario Niedriger Zinssatz	6,7%
<b>Kalkulatorische Abschreibungszeit</b>	
Referenzfall	12 Jahre
Verkürzte Abschreibungszeit	5 Jahre

*Tabelle 6.1: Rahmendaten für die Wirtschaftlichkeitsanalyse neuer KWK-Anlagen*

neralölsteuer auf Erdgas und die Stromsteuer werden in das Modell einbezogen. Dabei wird zwischen den unterschiedlichen Nutzungen (Gewerbe, Haushalte) differenziert.

### 6.1.1 Kalkulatorischer Zinssatz

Die Höhe des kalkulatorischen Zinssatzes hängt vor allem von der Finanzierungsform und dem Risiko einer Investition ab. Die Finanzierungsform und die geforderte Rendite einer Investition unterscheiden sich deutlich zwischen Industriebetrieben und der öffentlichen Hand bzw. Unternehmen der Wohnungswirtschaft. In der Wohnungswirtschaft kann von geringeren kalkulatorischen Zinssätzen als in Industrieunternehmen ausgegangen werden. Um einen Vergleich verschiedener Anwendungsfälle zu ermöglichen, soll hier dennoch ein einheitlicher Referenzzinssatz verwendet werden. In Sensitivitätsanalysen wird dann der Einfluß höherer und niedrigerer Zinssätze untersucht.

Es wird angenommen, daß sich die Finanzierung zu einem Drittel aus Eigenkapital und zu zwei Dritteln aus Fremdkapital zusammensetzt. In Tabelle 6.2 auf Seite 59 ist die Berechnung der kalkulatorischen Zinssätze dargestellt. Dabei wird von einer Verzinsung des Fremdkapitals zu 5–10% und einer geforderten Rendite des Eigenkapitals von 10–20% ausgegangen. Im **Referenzfall** ergibt sich hieraus ein nominaler kalkulatorischer Zinssatz von 10,0%, für den Fall eines **hohen Zinssatzes** werden 13,3%, für den Fall eines **niedrigen Zinssatzes** 6,7%

<b>Kalkulatorischer Zinssatz</b>					
<b>Szenario</b>	<b>Eigenkapital</b> (Anteil: 1/3)	<b>Fremdkapital</b> (Anteil: 2/3)	<b>kalk. Zinssatz</b> (nominal)	<b>mittlere</b> <b>Inflationsrate</b>	<b>kalk. Zinssatz</b> (real)
Referenz	15,0%	7,5%	10,0%	2,0%	7,8%
Hoher Zinssatz	20,0%	10,0%	13,3%	2,0%	11,1%
Niedriger Zinssatz	10,0%	5,0%	6,7%	2,0%	4,6%

Tabelle 6.2: Zusammensetzung und Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes

berechnet.

### 6.1.2 Kalkulatorische Abschreibungszeit

Für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen spielt die kalkulatorischen Abschreibungszeit eine wichtige Rolle. Sie beeinflusst neben dem Zinssatz die Höhe der jährlichen kapitalgebundenen Kosten maßgeblich.

Die kalkulatorische Abschreibungszeit orientiert sich im allgemeinen an der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Investition. Die wirtschaftliche Nutzungsdauer von BHKW wird in der Literatur mit 10 bis 15 Jahren angegeben (VDI-Richtlinie 2067, Blatt 7, S. 5; Heiburg 1997, S. 96). Danach kann die Anlage zwar häufig weiter betrieben werden, allerdings steigen die Instandhaltungs- und Wartungskosten unter Umständen stark an. Hier wird daher von einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 12 Jahren ausgegangen.

Für den Referenzfall wird angenommen, daß die kalkulatorische Abschreibungszeit der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Anlage entspricht. Dies ist dann eine plausible Annahme, wenn die Abnahme der erzeugten Energie über diesen Zeitraum sichergestellt ist. Das trifft für viele Anwendungsfälle wie die Wohnungswirtschaft, Schwimmbäder oder Krankenhäuser zu. Etwas schwieriger stellt sich die Situation in Industrieunternehmen dar: Der Energieverbrauch kann sich zum Teil durch Änderungen in der Produktpalette oder Produktionstechnologie, Standortverlagerungen, u.s.w. kurzfristig ändern. Daher ist auch die Bereitschaft geringer, Kapital über einen längerfristigen Zeitraum zu binden.<sup>1</sup> Für die Industriebetriebe wird daher neben dem Referenzszenario in einer Sensitivitätsanalyse die Wirkung einer verkürzten Abschreibungszeit von 5 Jahren untersucht.

<sup>1</sup>Hierauf wird u.a. zurückgeführt, daß es in der Industrie ein großes unausgeschöpftes Potential für die Kraft-Wärme-Kopplung gibt.

## 6.2 Berücksichtigung von Förderprogrammen

Der Einsatz von Anlagen der Kraft–Wärme–Kopplung wird von Gemeinden, Ländern sowie Energie- und Gasversorgungsunternehmen gefördert. Hierzu zählen vor allem Investitionszuschüsse und erhöhte Einspeisevergütungssätze für Überschußstrom.

Nach einem Förderprogramm des Landes Hessen werden zum Beispiel BHKW mit einer elektrischen Anschlußleistung bis zu 30 kW mit 30% der Anschaffungs- und Montagekosten gefördert. Der Gesamtzuschuß ist auf 10.000 DM pro Objekt beschränkt. Auch einige Gasversorgungsunternehmen haben Förderprogramme eingeführt: Die VEW bezuschußt zum Beispiel den Einsatz kleiner BHKW mit 2.000 DM pro Objekt.

Investitionszuschüsse werden bei den folgenden Berechnungen nicht berücksichtigt, da die Förderprogramme sich regional stark unterscheiden und in der Regel befristet sind. Hingegen wird die Wirkung erhöhter Einspeisevergütungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen in einer Sensitivitätsanalyse untersucht (vgl. Abschnitte 7.6.2 und 9.7).

## 6.3 Ökologische Steuerreform

Bei der Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von KWK–Anlagen wird ein besonderer Schwerpunkt auf die Rolle der ökologischen Steuerreform gesetzt. Am Beispiel der Referenzobjekte wird untersucht, wie groß der wirtschaftliche Vorteil für neue KWK–Anlagen gegenüber dem Fall ist, daß die Steuerreform nicht eingeführt worden wäre.

In der 1. Stufe der ökologischen Steuerreform wurde eine Stromsteuer in Höhe von 2 Pf/kWh eingeführt und die Mineralölsteuer auf Erdgas von 0,36 Pf/kWh auf 0,68 Pf/kWh erhöht. Die wirtschaftlichen Vorteile für die Kraft–Wärme–Kopplung aus dieser 1. Stufe werden in Kapitel 4.2 ausführlich beschrieben und analysiert. Am 23. Juni 1999 hat die Bundesregierung die Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Reform beschlossen. Danach soll die Stromsteuer bis 2003 jährlich um 0,5 Pf/kWh erhöht werden, eine Anhebung der Erdgassteuer ist nicht vorgesehen.

Für den **Referenzfall** wird die von der Bundesregierung beschlossene Weiterentwicklung der Steuersätze angenommen. Dem wird in dem Szenario **Alte Mineralölsteuer** der Fall gegenübergestellt, daß die vor dem 1. April 1999 geltenden Steuersätze in der gleichen Höhe erhalten geblieben wären. Darüberhinaus wird in einem dritten Szenario die **Weiterführung der ökologischen Steuerreform** über das Jahr 2003 hinaus betrachtet. In allen Szenarios werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Höhe der bestehenden Mineralölsteuer auf Erdgas bleibt *real* konstant

<b>Jahr</b>	<b>Referenzfall</b>	<b>Weiterführung der ökolog. Steuerreform</b>
2000	2,5	2,5
2001	3,0	3,0
2002	3,5	3,5
2003	4,0	4,0
2004	4,1	4,5
2005	4,2	5,0
2006	4,2	5,5
2007	4,3	6,0
2008	4,4	6,1
2009	4,5	6,2
2010	4,6	6,4
2011	4,7	6,5

Tabelle 6.3: Entwicklung der nominalen Stromsteuersätze im Referenzfall und bei Weiterführung der ökologischen Steuerreform in Pf/kWh

und steigt nur im Rahmen der Inflation um *nominal* 2% jährlich.<sup>2</sup>

- Für KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad über 70% wird die Mineralölsteuer weiterhin komplett erstattet.
- Industriebetriebe behalten Anspruch auf einen ermäßigten Steuersatz. Der Stromsteuersatz beträgt danach 20% des Regelsteuersatzes. Der Erdgassteuersatz ist bei Verwendung des Gases zum Heizen von 0,68 Pf/kWh auf 0,424 Pf/kWh reduziert.<sup>3</sup>
- Eigenerzeuger mit einer Anschlußleistung unter 700 kW werden weiterhin von der Stromsteuer nicht erfaßt.

In Tabelle 9.6 auf Seite 142 sind die nominalen Stromsteuersätze in den drei Szenarios dargestellt. Im **Referenzfall** wird nach dem Beschluß der Bundesregierung die Stromsteuer zum 1. Januar 2000 auf 2,5 Pf/kWh erhöht und steigt dann bis zum Jahr 2003 auf 4 Pf/kWh an. Für die Folgejahre wird kein realer

<sup>2</sup>Durch die jährliche Anpassung an die Inflationsrate soll abgebildet werden, daß die Steuersätze über einen längeren Zeitraum angepaßt werden.

<sup>3</sup>Für die 3. Stufe der ökologischen Steuerreform (ab 2001) wird die Aufnahme ergänzender Regelungen für die Industrie geplant. Da hierüber noch keine Aussagen getroffen werden können, wird hier von einer Fortführung der bisherigen Regelungen ausgegangen.

Anstieg, sondern nur eine Anpassung an die Inflationsrate unterstellt. Im Fall einer **Weiterführung der ökologischen Steuerreform** wird angenommen, daß die jährliche Erhöhung um 0,5 Pf/kWh bis zum Jahr 2007 fortgesetzt wird.

## 6.4 Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen

Durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung werden gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden.

Zunächst steigt mit dem Betrieb einer KWK-Anlage durch die zusätzliche Erzeugung von Strom der Brennstoffverbrauch gegenüber der ausschließlichen Wärmeerzeugung (Vergleichssystem) an. Hierdurch entstehen zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen. Durch die geringere Strombezugsmenge werden jedoch CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der konventionellen Stromerzeugung vermieden.

Für die Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Vermeidung müssen repräsentative Emissionsfaktoren für den Brennstoff Erdgas und die Stromerzeugung in Deutschland herangezogen werden. Unter Berücksichtigung der Importstruktur und der heimischen Produktion beträgt der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für Erdgas 201 g/kWh (Schneider 1998).

Bei der Stromerzeugung wird von mit der Zeit leicht sinkenden spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgegangen. Im Jahr 200 wird von einem Wert von 535 g/kWh ausgegangen, der im weiteren Verlauf bis 2010 auf 502 g/kWh fällt (DIW 1999).

# Kapitel 7

## Abschätzung der Kosten

In diesem Kapitel werden für die ausgewählten Referenzobjekte die Kosten und Erlöse abgeschätzt, die bei der Anschaffung und dem Betrieb der KWK-Anlagen anfallen. Zu den Kosten zählen Investitionskosten, Brennstoffkosten, Kosten für Instandhaltung und Wartung sowie Kosten für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom. Erlöse ergeben sich aus der Anrechnung von vermiedenen Wärmeerzeugungskosten, dem Verkauf von Überschußstrom und - bei Einführung eines Quotenmodells - dem Verkauf von KWK-Zertifikaten.

Bei der Bestimmung der Kosten und Erlöse, die aufgrund des Einsatzes der KWK-Anlage entstehen, wird das Vergleichssystem hinzugezogen (vgl. Abbildung 5.1 auf Seite 42). In dem Vergleichssystem wird der Wärmebedarf durch einen Kessel gedeckt und der Strom komplett von einem EVU bezogen. Ziel der Untersuchung ist es, die Gesamtkosten zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs bei Einsatz einer KWK-Anlage den Kosten ohne KWK-Anlage gegenüber zu stellen. Daher werden im folgenden die Kosten der KWK-Anlage auf das Vergleichssystem bezogen und als Mehrkosten gegenüber dem Vergleichssystem bestimmt. Entsprechend werden alle Erlöse als Kosteneinsparungen gegenüber dem Vergleichssystem gewertet.

Dies soll an einem Beispiel verdeutlicht werden: Die KWK-Anlage produziert neben Strom auch Wärme, die im Vergleichssystem im Kessel erzeugt worden wäre. Der Brennstoffverbrauch der KWK-Anlage generiert gegenüber dem Vergleichssystem zusätzliche Kosten, allerdings werden in dem Vergleichssystem Brennstoffkosten eingespart, da weniger Wärme in dem Kessel erzeugt werden muß. Diese Ersparnisse sind als vermiedene Wärmeerzeugungskosten der KWK-Anlage positiv zuzurechnen. Nach diesem Prinzip werden alle relevanten Kosten abgeschätzt. In Kapitel 8 wird die Berechnungsmethode genau dargelegt.

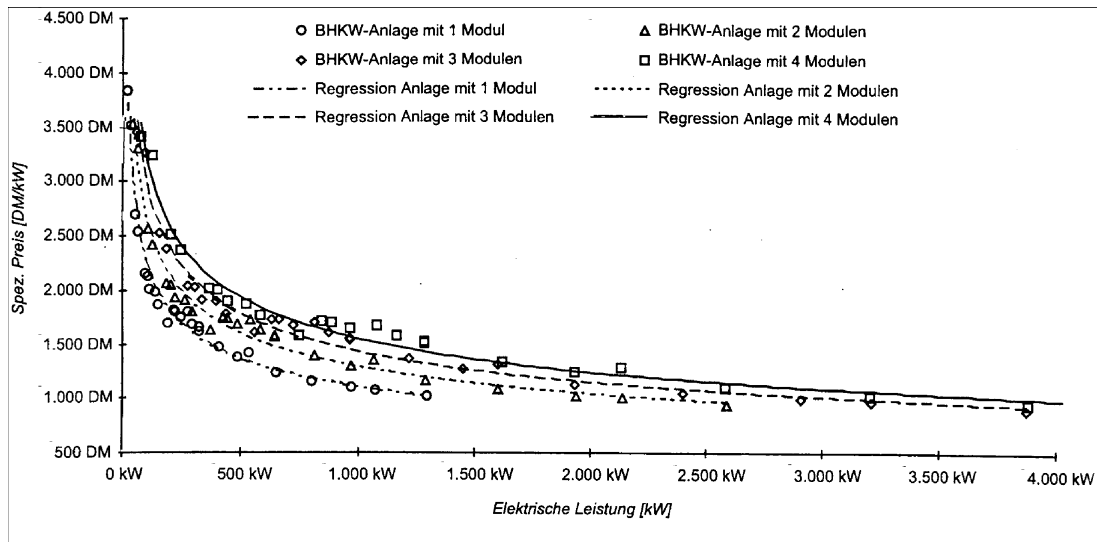


Abbildung 7.1: Spezifische Investitionskosten für BHKW nach Kreuzberg (1997)

## 7.1 Investitionskosten

Auf dem Markt gibt es ein breites Spektrum verschiedener Typen von KWK-Anlagen. Entsprechend unterschiedlich hoch sind die Investitionskosten. Sie hängen vor allem vom Anlagentyp (z.B. Motor-BHKW, Gasturbine mit Abhitzeessel, Dampfturbinenprozeß), von der Anlagengröße und der Anzahl der Module ab.

In dieser Arbeit werden ausschließlich erdgasbetriebene Motor-BHKW betrachtet. Bei den meisten kleinen Anlagen, die in den letzten Jahren neu errichtet wurden, haben sich diese Typen durchgesetzt. Dies liegt zum einen an den niedrigen Erdgaspreisen, zum anderen sind auch die Preise für Motor-BHKW stark gesunken. Letzteres liegt u.a. daran, daß Anlagen inzwischen häufig als Komplettsysteme aus einer Hand in festen Größen angeboten werden und in größeren Stückzahlen produziert werden. Hinzu kommt, daß die Anlagen technologisch verbessert worden sind und die Verfügbarkeit erhöht werden konnte.

Verschiedene Autoren haben die Investitionskosten von KWK-Anlagen erhoben und zusammengestellt (Energierferat der Stadt Frankfurt am Main 1999, Kreuzberg 1997). Dabei zeigt sich, daß es in Bezug auf die Anlagengröße erhebliche Kostendegressionen gibt. Dies gilt besonders für BHKW unter einer elektrischen Leistung von 1 MW.

Kreuzberg (1997) hat die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung und der Anzahl der Module ermittelt und graphisch dargestellt (vgl. Abbildung 7.1 auf Seite 64). Dabei zeigt sich, daß die spezifischen Investitionskosten bei Modulen unter 100-200 kW stark ansteigen. Außerdem steigen die Kosten mit der Anzahl der Module. Durch die Verwendung mehre-



rer Module wird allerdings die Verfügbarkeit der Anlage erhöht, wodurch Kosten für die Bereitstellung von Reservekapazität eingespart werden können und der Zusatzkessel unter Umständen kleiner dimensioniert werden kann. Lillich (1996) führt zur Berücksichtigung der Anzahl der Module Investitionskorrekturfaktoren ein. Danach wird geschätzt, daß die Investitionskosten bei Verwendung von zwei Modulen um 2,5% niedriger sind als die Summe aus zwei Anlagen mit jeweils einem Modul. Bei drei Modulen wird von einer Kostendegression von 5% ausgegangen. Nach den Erhebungen von Kreuzberg scheint die Kostendegression etwas größer. Hier wird daher von einer 5%-igen Kostendegression bei zwei Modulen und einer 8%-igen Kostendegression bei Verwendung von drei Modulen ausgegangen.

Das Energiereferat der Stadt Frankfurt am Main (1999) hat für die Anschaffungs- und Installationskosten von BHKW einen ähnlichen Zusammenhang wie Kreuzberg ermittelt. In einer Marktanalyse wurden Angebote für 178 verschiedene Module von 28 Anbietern ausgewertet. Eine Regressionsanalyse aus dieser Datenerhebung ergibt folgende Relation zwischen den spezifischen Investitionskosten  $I_{BHKW, spez}$  und der elektrischen Nennleistung  $\tilde{P}_{el}$  der Anlage:

$$I_{BHKW, spez} = 8724 \cdot \tilde{P}_{el}^{-0,324} \quad (7.1)$$

In den Investitionskosten sind neben dem BHKW-Modul u.a. eine Blindstromkompensationsreinrichtung, Schalldämpfung, Katalysator, Schmierölver- und Entsorgung, Schaltschrank, Be- und Entlüftung, Transport und Montage sowie Inbetriebnahme, Probetrieb und Abnahme enthalten. Eine Brennwertnutzung der Abgase ist in den aufgeführten Kosten nicht enthalten. Das Ergebnis dieser Marktanalyse wird wegen ihrer Aktualität und ihres Umfangs als Grundlage zur Abschätzung der Investitionskosten herangezogen.

In den Investitionskosten für die Anlage nach Gleichung 7.1 sind die Planungskosten, Kosten für bauliche Maßnahmen und zusätzliche Kosten zur Integration des BHKW in die Anlage noch nicht enthalten. Die Mehrkosten hierfür gegenüber dem Vergleichssystem unterscheiden sich von Fall zu Fall erheblich und hängen unter anderem davon ab, ob eine neue Wärmeanlage errichtet oder ein bestehendes System erweitert werden soll. Sie werden in allen Fällen pauschal durch einen Aufschlag von 12% auf die Investitionskosten berücksichtigt. Bei den Industriebetrieben kommen noch weitere Kosten hinzu, wenn die Abwärme aus dem BHKW auch zur Dampferzeugung eingesetzt werden soll. Die Kosten für einen zusätzlichen Abhitzeessel werden auf 120 DM/kW<sub>el</sub> geschätzt.

Gleichung 7.1 und Abbildung 7.1 haben verdeutlicht, daß die Höhe der spezifischen Investitionskosten von der Größe der Anlage abhängt. Die Wahl der Anlagengröße ist eine komplexe Aufgabenstellung, da hierdurch nicht nur die Investitionskosten, sondern auch Betriebs- und Brennstoffkosten, Kosten für Strombezug und Erlöse aus dem Verkauf von Überschußstrom beeinflußt werden. Hinzu kommen noch weitere Entscheidungsfaktoren wie Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit

	Einheit	Industriebetrieb A	Industriebetrieb B	Niedrigenergiesiedlung	Mehrfamilienhaus
Anzahl der Module	-	2	1	1	1
Elektrische Modulleistung	kW <sub>el</sub>	302,0	677,0	14,0	5,0
Thermische Modulleistung	kW	510,0	847,0	28,0	12,3
Elektrischer Wirkungsgrad	-	31%	34%	27%	24%
Gesamtwirkungsgrad	-	83%	77%	81%	81%
Spez. Investitionskosten für ein Modul	DM/kW <sub>el</sub>	1.371	1.056	3.500	4.700
Gesamtinvestitionskosten	DM	883.904	881.833	54.880	26.320

Tabelle 7.1: Spezifikation der BHKW-Anlagen mit Investitionskosten für die Referenzfälle

der Anlagen oder ökologische Aspekte. Zudem gibt es nur eine begrenzte Zahl von Anbietern mit einem bestimmten Leistungsspektrum. Eine sinnvolle Auswahl der Anlagengröße für die Referenzfälle wird unter Berücksichtigung dieser Faktoren in Kapitel 8.7 vorgenommen. An dieser Stelle sei das Ergebnis vorweggenommen: In Tabelle 7.1 sind die ausgewählten Anlagen mit den wichtigsten technischen Kenngrößen und den Investitionskosten für die Referenzobjekte spezifiziert.

## 7.2 Brennstoffpreisentwicklung

Die Auswirkung unterschiedlicher Brennstoffpreise auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen wird mit Hilfe von drei Szenarios untersucht. In einem **Referenzszenario** wird die Preisentwicklung angenommen, die nach der bisherigen Entwicklung und den derzeitigen Trends am wahrscheinlichsten und plausibelsten gilt. In zwei weiteren Szenarien wird die Wirkung **höherer** und **niedrigerer Brennstoffpreise** untersucht. Der Untersuchungsgegenstand wurde in dieser Arbeit auf erdgasbetriebene KWK-Anlagen eingeschränkt. Im folgenden wird die Entwicklung und die Höhe der Erdgaspreise für die Referenzobjekte abgeschätzt.

### 7.2.1 Entwicklung des Erdgaspreises

Während auf dem Strommarkt die Einführung des Wettbewerbs für Sonderverstragskunden bereits zu erheblichen Preissenkungen im Jahr 1999 geführt hat, ist eine Preissenkung für Erdgas aufgrund des Gaswettbewerbs noch nicht eingetreten. Für die Erdgaspreise gelten bisher auch in neu abgeschlossenen Verträgen noch Regelungen, nach denen die Arbeitspreise an den Heizölpreis und die Lei-

stungspreise - falls vorgesehen - überwiegend an die Lohnentwicklung gekoppelt sind. Angesichts des aufkommenden Wettbewerbs auf dem Erdgasmarkt und der zunehmenden Verwendung von Erdgas in der Kraftwerkswirtschaft ist die Koppelung des Erdgaspreises an den Heizölpreis mittelfristig allerdings fraglich.

Die Prognos AG (1995, S. 405) geht in einer Untersuchung davon aus, daß eine steigende Nachfrage nach Erdgas in Europa durch zusätzliche Importe insbesondere aus Rußland leicht gedeckt werden kann. Die Prognos AG rechnet daher nur mit einem mäßigen Anstieg des Erdgaspreises. Tatsächlich sind die Erdgaspreise in den letzten 5 Jahren erheblich gesunken: Der Bundesverband der Energie-Abnehmer (VEA 1999,2) hat ermittelt, daß die Erdgaspreise für Sondervertragskunden zwischen April 1994 und April 1999 *nominal* um 13,7% in den alten Bundesländern und um 16,9% in den neuen Bundesländern gesunken sind. Unter Berücksichtigung der allgemeinen Inflationsrate ergibt sich *real* ein entsprechend höherer Preisverfall. Ein großer Anteil dieses Preisverfalls ist allerdings darauf zurückzuführen, daß die Heizölnotierungen im Laufe des Jahres 1998 stark zurückgegangen sind. Seit Mitte Februar 1999 ist wieder ein Preisanstieg zu verzeichnen, der sich mit einer Verzögerung von 6 Monaten auf die Erdgaspreise niederschlagen wird. Als Ausgangsbasis wird daher für das Jahr 2000 ein gegenüber dem 01.07.1999 5% höherer Erdgaspreis angenommen.

Durch den Einsatz eines BHKW mit einem Spitzenlastkessel verändert sich die Struktur des Brennstoffbezugs gegenüber dem Vergleichssystem, bei dem lediglich der Wärmebedarf durch einen Kessel gedeckt wird. Der Gasverbrauch steigt, da über die benötigte Wärmemenge hinaus nun auch noch Strom erzeugt wird. Die meisten Gasversorgungsunternehmen bieten degressive Preissysteme an, d.h. der durchschnittliche Preis sinkt mit der Bezugsmenge. Indirekt werden durch den zusätzlichen Betrieb einer KWK-Anlage dann auch die Brennstoffkosten für die Wärmebereitstellung im Zusatzkessel reduziert. Dieser Effekt wird hier allerdings wegen des geringen Ausmaßes vernachlässigt.

In den Tarifen und Sonderverträgen der Gasversorgungsunternehmen gibt es einen Grund- und einen Arbeitspreis. Der Anteil des Grundpreises am Gesamtpreis ist von Versorger zu Versorger recht unterschiedlich und hängt zum Teil wesentlich von den bezogenen Mengen ab. Hier wird davon ausgegangen, daß sich die Tarifstruktur durch den zusätzlichen Betrieb der KWK-Anlage und den damit verbundenen erhöhten Gasbezug gegenüber dem Vergleichssystem nicht ändert. Der Grundpreis für den Erdgasbezug ist dann bei Betrieb einer KWK-Anlage und im Vergleichssystem (Deckung des gesamten Wärmebedarfs durch einen Kessel) gleich hoch. Somit ist er auch nicht der KWK-Anlage zuzurechnen, da gegenüber dem Vergleichssystem ohne KWK-Anlage keine zusätzlichen Kosten entstehen.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup>Im allgemeinen hat eine Änderung der Tarifstruktur aufgrund des höheren Verbrauchs einen positiven Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage: Bei einer größeren Bezugsmenge sinkt zum einen der Durchschnittspreis, zum anderen erhöht sich der Grundpreis und sinkt der Arbeitspreis. Bei einem niedrigeren Arbeitspreis lohnt sich eine längere Auslastung der Anlage,

Weiter muß beachtet werden, daß sich die Erdgaspreise regional stark unterscheiden. Insgesamt ist Erdgas in Süd- und Ostdeutschland etwas teurer als in Nord- und Westdeutschland. Aus diesem Grund werden in den drei Szenarios für den Brennstoffbezug bereits im ersten Betriebsjahr unterschiedlich hohe Erdgaspreise angesetzt. Außerdem wird in jedem Szenario eine unterschiedliche Entwicklung der Brennstoffpreise über die nächsten zwölf Jahre angenommen. Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, daß der Arbeitspreis in jedem Betriebsjahr einer gleichen prozentualen Preisentwicklung unterliegt. Folgende Szenarios werden betrachtet:

- Im **Referenzszenario** wird angenommen, daß der Arbeitspreis real konstant bleibt und nur nominal mit der allgemeinen Inflationsrate von 2% jährlich steigt. Die Höhe des Durchschnittspreises im ersten Betriebsjahr spiegelt einen Querschnitt der Angebote der verschiedenen Versorgungsunternehmen wider.
- In dem Szenario **Hohe Erdgaspreise** wird die jährliche reale Preissteigerung für den Arbeitspreis auf 2% festgelegt. Der Durchschnittspreis im ersten Betriebsjahr orientiert sich an den teuersten Versorgungsunternehmen.
- Für das Szenario **Niedrige Erdgaspreise** wird angenommen, daß der Arbeitspreis nominal konstant bleibt und somit bei einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2% einer realen jährlichen Kostensenkung von 2% unterliegt. Der Durchschnittspreis im ersten Betriebsjahr orientiert sich an den günstigsten Versorgungsunternehmen.

Ausgehend von den aktuellen Preisen werden im folgenden die Erdgaspreise für Sondervertragskunden und Tarifikunden abgeschätzt. Zu den Sondervertragskunden zählen die Industriebetriebe und die Niedrigenergiesiedlung, für die Verbrauchscharakteristik des Mehrfamilienhauses gelten bei den meisten Gasversorgungsunternehmen Allgemeine Tarife.

### 7.2.2 Erdgaspreise für Sondervertragskunden

Zur Abschätzung der Erdgaspreise für Sondervertragskunden wird der Erdgaspreisvergleich des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer (VEA 1999,2) herangezogen. An dem Preisvergleich sind 49 Gasversorgungsunternehmen beteiligt. Ausgewiesen werden die Durchschnittspreise für verschiedene Verbrauchsmengen und Benutzungsdauern.

---

die durchschnittlichen Stromgestehungskosten sinken.

<b>Durchschnittspreise in Pf/kWh</b>	<b>Jahresverbrauch in Mio. kWh</b>				
	<b>0,5</b>	<b>1,0</b>	<b>5,0</b>	<b>20,0</b>	<b>50,0</b>
EWS Leipzig	3,38	3,38	3,27	3,16	3,09
Mainova	2,87	2,87	2,63	2,63	2,63
EWAG	2,99	2,99	2,99	2,92	2,86
Stw. Düsseldorf	2,78	2,6	2,45	2,40	-
VEW	2,73	2,67	2,62	2,51	2,43
STAWAG Aachen	2,93	2,73	2,34	2,34	2,34
EWE Oldenburg	2,82	2,58	2,14	2,05	2,00
Neckarwerke Stuttgart	3,81	3,78	3,75	3,74	-
<b>Mittel</b>	<b>3,04</b>	<b>2,95</b>	<b>2,77</b>	<b>2,72</b>	<b>2,56</b>

Angaben ohne Mineralöl- und Mehrwertsteuer, Stand: 01.04.99  
Quelle: VEA Erdgaspreisvergleich I/99

Tabelle 7.2: Durchschnittliche Erdgaspreise für Sondervertragskunden

Neben dem Arbeitspreis sind in den aufgeführten Durchschnittspreisen in der Regel Leistungs- und/oder Grundpreise enthalten. Nach Angaben der VEA variiert der verbrauchsunabhängige Anteil von 0 bis ca. 50% des Durchschnittspreises. Für die Industriebetriebe und die Niedrigenergiesiedlung wird der verbrauchsunabhängige Anteil vorsichtig auf 20% festgelegt.<sup>2</sup>

In Tabelle 7.2 auf Seite 69 sind die durchschnittlichen Gaspreise von acht Gasversorgungsunternehmen in Abhängigkeit der Jahresverbrauchsmenge aufgeführt (VEA 1999). Dabei wurde eine Benutzungsdauer von 200 Tagen/Jahr bzw. 2000 Stunden/Jahr unterstellt.<sup>3</sup> Der Preisvergleich zeigt, daß regional erhebliche Preisunterschiede bestehen.

### Industriebetrieb A

Der Industriebetrieb A kann aufgrund seines hohen Wärmebedarfs und dem damit einhergehenden hohen Brennstoffverbrauch mit vergleichsweise günstigen Konditionen für den Erdgasbezug rechnen. Der Jahresverbrauch liegt bei ca. 50 GWh. Die Benutzungsdauer beträgt bezogen auf die Anschlußleistung ca. 2000 Stunden/Jahr. Im **Referenzfall** wird für das erste Betriebsjahr ein Durchschnittspreis von 2,70 Pf/kWh angesetzt, im Szenario **Hohe Erdgaspreise** 3,30 Pf/kWh und im Szenario **Niedrige Erdgaspreis** 2,40 Pf/kWh.<sup>4</sup> Die Entwicklung der *Arbeitspreise* für den Industriebetrieb A ist in Abbildung 7.2 auf Seite

<sup>2</sup>Bei einem höheren Anteil steigt mit diesem Berechnungsmodell die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen, da angenommen wird, daß sich der Grundpreis bei Betrieb der KWK-Anlage gegenüber dem Vergleichssystem nicht ändert.

<sup>3</sup>Die Benutzungsdauer wird aus dem Jahresverbrauch bezogen auf den höchsten Stundenverbrauchswert bzw. Tagesverbrauchswert errechnet.

<sup>4</sup>Der Durchschnittspreis der EWE Oldenburg liegt zwar deutlich unter dem angesetzten Preis im Szenario Niedrige Erdgaspreise, allerdings ist der verbrauchsunabhängige Anteil hierin sehr gering.

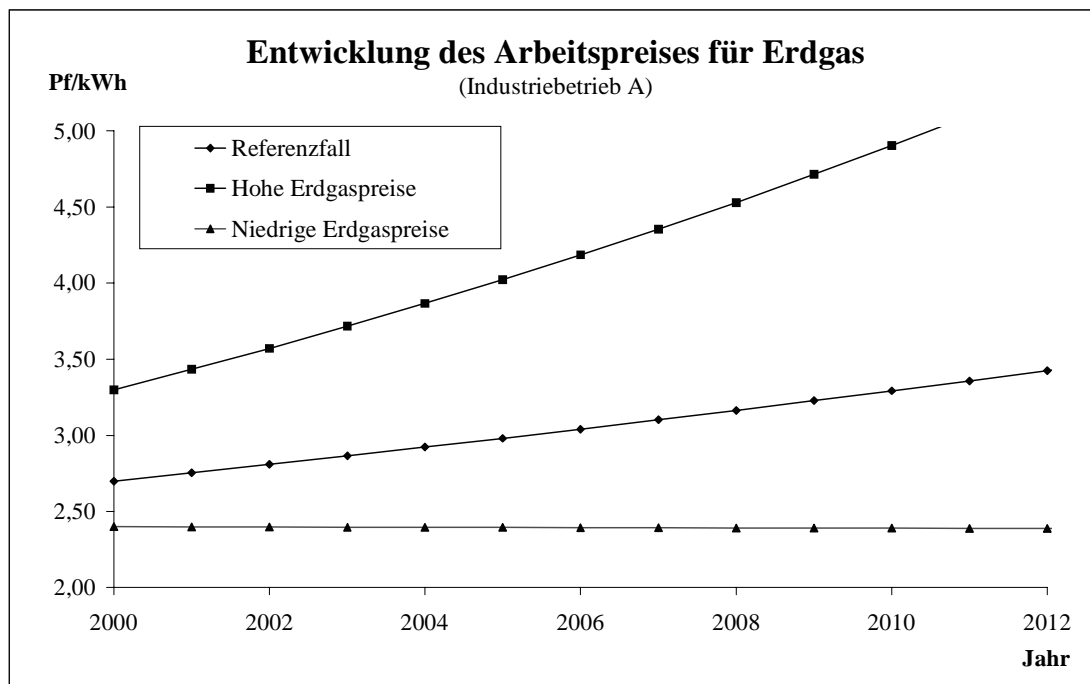


Abbildung 7.2: Entwicklung des Arbeitspreises für Erdgas für den Industriebetrieb A in nominalen Werten

70 dargestellt.

### Industriebetrieb B

Der Jahresverbrauch an Erdgas zur Deckung des Wärmebedarfs mit einem BHKW und einem konventionellen Dampferzeuger liegt im Industriebetrieb B bei ca. 35 GWh. Aus Tabelle 7.2 auf Seite 69 geht hervor, daß nach den Angaben der VEA (1999,2) die Durchschnittspreise Anfang des Jahres 1999 für diese Menge zwischen ca. 2 und 3 Pf/kWh lagen. Ausgehend von einem „mittleren“ Preis von ca. 2,65 Pf/kWh wird im **Referenzfall** für das erste Betriebsjahr ein im Vergleich zum Industriebetrieb A etwas höherer Durchschnittspreis von 2,75 Pf/kWh angesetzt. Entsprechend wird der Durchschnittspreis im Szenario **Niedrige Erdgaspreise** auf 2,42 Pf/kWh und im Szenario **Hohe Erdgaspreise** auf 3,35 Pf/kWh festgelegt.

### Niedrigenergiesiedlung

Bei der Niedrigenergiesiedlung liegt der Jahresverbrauch an Erdgas ohne Betrieb eines BHKW bei ca. 600.000 kWh. Kommt ein BHKW hinzu, erhöht sich die bezogene Erdgasmenge um ca. 100.000 kWh. Die Nutzungsdauer liegt in beiden Fällen etwas unter 2000 h/a. Nach dem Preisvergleich der VEA (1999) in Tabelle 7.2 auf Seite 69 lag für diese Verbrauchsdaten der Durchschnittspreis am

<b>Unternehmen</b>	<b>Arbeitspreis (Pf/kWh)</b>	<b>Grundpreis (DM/a)</b>	<b>Durchschnittspreis (Pf/kWh)</b>
GASAG	4,09	360,00	4,23
Mainova	2,69	1596,00	3,33
EWAG	3,16	372,00	3,31
Stw. Düsseldorf	3,24	1800,00	3,96
VEW	3,60	0,00	3,60
<b>Stw. Hannover</b>	<b>3,28</b>	<b>1027,20</b>	<b>3,69</b>
Stw. Leipzig	4,29	1702,56	4,97
Neckarwerke Stuttgart	3,59	528,00	3,80
<b>Mittel</b>	<b>3,49</b>	<b>923,22</b>	<b>3,86</b>

(Angaben ohne Mineralöl- und Mehrwertsteuer, Stand: 01.07.99)

*Tabelle 7.3: Erdgaspreise verschiedener Versorgungsunternehmen bei einem Jahresverbrauch von ca. 250.000 kWh und einer Anschlußleistung von 110 kW*

1. April 1999 bei ca. 3 Pf/kWh. Im **Referenzfall** wird für den 1. Januar 2000 entsprechend ein Durchschnittspreis von 3,15 Pf/kWh angesetzt. Für die Szenarios **Niedrige** und **Hohe Erdgaspreise** werden die Preise des jeweils günstigsten und ungünstigsten Anbieters herangezogen: Der Durchschnittspreis der VEW liegt bezogen auf den 1. Januar 2000 bei ca. 2,84 Pf/kWh, der Preis der Neckarwerke Stuttgart bei ca. 4 Pf/kWh.

### 7.2.3 Erdgaspreise für Tarifkunden

Bei dem untersuchten Mehrfamilienhaus liegt der Jahresverbrauch an Erdgas unter 300.000 kWh und die Anschlußleistung unter 150 kW. Bei den meisten Versorgungsunternehmen gilt in diesem Bereich noch der Allgemeine Tarif, einige Unternehmen bieten bereits etwas günstigere Sondertarife an.

In Tabelle 7.3 sind die Preise von acht Gasversorgungsunternehmen aus verschiedenen Regionen bei einem Jahresverbrauch von ca. 250.000 kWh und einer Anschlußleistung von 110 kW aufgeführt. Es zeigt sich, daß sich die Tarife sowohl in der Aufteilung zwischen Arbeitspreis und Grundpreis als auch in der Höhe der durchschnittlichen Bezugskosten stark unterscheiden. So verzichtet beispielsweise die VEW komplett auf einen Grundpreis, die Stadtwerke Düsseldorf verlangen hingegen einen jährlichen Grundpreis von 1.800,- DM. Auch bei den Durchschnittspreisen besteht eine erhebliche Streuung: Der Bezugspreis der Stadtwerke Leipzig liegt um ca. 50% über dem Angebot der Mainova AG.

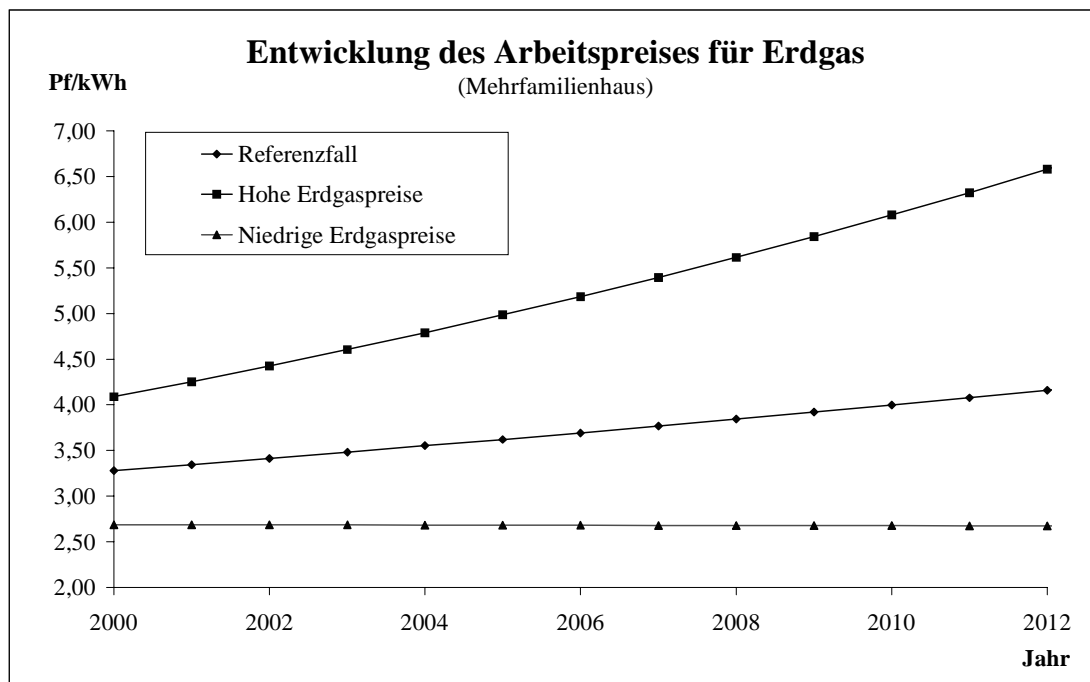


Abbildung 7.3: Entwicklung des Arbeitspreises für Erdgas für das Mehrfamilienhaus in nominalen Werten

Aufgrund dieser großen Unterschiede werden in den drei Preisszenarios **Referenzfall**, **Hohe Preisentwicklung** und **Niedrige Preisentwicklung** neben den unterschiedlichen Preissteigerungen auch unterschiedliche Basiswerte für das erste Betriebsjahr angesetzt. Im **Referenzfall** werden die Preise der Stadtwerke Hannover zugrunde gelegt. Der Durchschnittspreis der Stadtwerke Hannover liegt nahe am Mittelwert der verschiedenen Anbieter und auch die Aufteilung zwischen Grund- und Arbeitspreis ist als Querschnitt repräsentativ. Für den Fall der **Niedrigen Preisentwicklung** wird das Angebot der Mainova herangezogen, für die **Hohe Preisentwicklung** der Tarif der GASAG.<sup>5</sup> In Abbildung 7.3 ist die unterstellte Preisentwicklung für die drei Szenarios in nominalen Zahlen dargestellt.

### 7.3 Instandhaltungs- und Wartungskosten

Für die Instandhaltung und Wartung von BHKW werden häufig Serviceverträge (Vollwartungs- bzw. Instandhaltungsverträge) abgeschlossen. Das Energiereferat der Stadt Frankfurt am Main (1999) hat ähnlich wie bei den Investitionskosten die spezifischen Kosten für einen Servicevertrag zur Vollwartung von BHKW

<sup>5</sup>Die Stadtwerke Leipzig haben bereits eine Tarifsenkung angekündigt, deren Höhe allerdings noch nicht feststeht.



erhoben. Danach werden die Wartungs- und Instandhaltungskosten nach der erzeugten elektrischen Arbeit abgerechnet. Kleine Anlagen sind bezogen auf die erzeugte Strommenge wartungsintensiver als größere Anlagen. Daher hängen auch die Wartungskosten von der Anlagengröße ab. Eine Regressionsanalyse hat in Abhängigkeit von elektrischer Nennleistung der Anlage  $\tilde{P}_{el}$  folgenden Zusammenhang für die spezifischen Wartungskosten  $c_{Wart}$  (in Pf/kWh<sub>el</sub>) geliefert:

$$c_{Wart} = 9,9 \cdot \tilde{P}_{el}^{-0,244} \quad (7.2)$$

Die Daten wurden für einen umfassenden Vollwartungsvertrag erhoben, der fast einer bezahlten Garantieleistung entspricht. In dem standardisierten Vertrag mit einer Laufzeit über 10 Jahre sind alle Wartungs- und Reparaturarbeiten, Ersatzteile und Betriebsstoffe sowie eine Generalüberholung enthalten. Somit fallen für den Betrieb des BHKW keine weiteren Betriebskosten an.

Bei der Auswertung des Energiereferats der Stadt Frankfurt wurden nur einmodulige Anlagen berücksichtigt. Bei mehrmoduligen Anlagen kann mit einer leichten Kostendegression gerechnet werden, da z.B. bei jährlich durchzuführenden Wartungsarbeiten nicht doppelte Fahrtkosten anfallen. Genaue Informationen sind jedoch nur schwer erhältlich. Hier wird die gleiche Kostendegression wie bei den Investitionskosten unterstellt. Danach werden die spezifischen Instandhaltungs- und Wartungskosten (in Pf/kWh) nach Gleichung 7.2 bei zwei Modulen um 5% und bei drei Modulen um 8% reduziert.

Die in Gleichung 7.2 ermittelten Preise gelten zudem für Verträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren. Im Referenzfall liegt die kalkulatorische Abschreibungszeit bei 12 Jahren. In einer Sensitivitätsanalyse wird eine Abschreibung über 5 Jahre untersucht. Hier wird geschätzt, daß ein Vollwartungsvertrag mit 12 Jahren Laufzeit um 10% teurer als ein sonst gleicher Vertrag über 10 Jahre ist. In der Sensitivitätsanalyse mit kurzer kalkulatorischer Abschreibungszeit wird entsprechend angenommen, daß ein Vollwartungsvertrag mit einer Laufzeit von 5 Jahren um ca. 30% günstiger ist als der Standardvertrag über 10 Jahre.

Der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA 1998) hat einen Standardvertrag entwickelt, um auf dem Markt mehr Transparenz und Vergleichbarkeit zu schaffen. Hierin sind Preisgleitklauseln vorgesehen, die die Lohnentwicklung, den Preisindex für Kraftmaschinen und den Preisindex für Mineralölzeugnisse berücksichtigen. Es wird geschätzt, daß nach diesen Preisgleitklauseln die Instandhaltungs- und Wartungskosten jährlich um nominal 3% steigen.

Es ist wichtig darauf hinzuweisen, daß im Einzelfall die Wartungs- und Instandhaltungskosten erheblich geringer ausfallen können, insbesondere, wenn sie anstelle eines Servicevertrags durch eigenes Personal durchgeführt werden. Dies ist gerade in Industriebetrieben oder Krankenhäusern üblich, wo ohnehin technisches Personal benötigt wird. Zudem gibt es wie bei den Investitionskosten erhebliche Schwankungsbreiten zwischen den einzelnen Angeboten.

Ferner wird vereinfachend angenommen, daß sich die Instandhaltungs- und Wartungskosten für den Zusatzkessel nicht von den Instandhaltungs- und Wartungskosten für den Kessel im Vergleichssystem unterscheiden und somit keine Kostendifferenz zu dem Vergleichssystem auftritt.

## 7.4 Vermiedene Wärmeerzeugungskosten

Wird ein Teil des Wärmebedarfs durch ein BHKW gedeckt, muß in dem Zusatzkessel weniger Wärme erzeugt werden als in dem Kessel des Vergleichssystems. Hierdurch werden Kosten eingespart, die dem BHKW-System gutgeschrieben werden können.

Zunächst werden variable betriebsgebunden Kosten vermieden. Hierzu zählen vor allem Brennstoffkosten und vermiedene Zahlungen für Mineralölsteuer, da BHKW mit einem Jahresnutzungsgrad über 70% von der Mineralölsteuer befreit sind, das in dem Zusatzkessel verwendete Erdgas aber versteuert wird. Die Vermeidung von variablen Instandhaltungs- und Wartungskosten ist vernachlässigbar.

Außerdem können unter Umständen fixe Kosten vermieden werden, wenn der Zusatzkessel im BHKW-System aufgrund der geringeren Auslastung kleiner dimensioniert werden kann als der Kessel im Vergleichssystem. Üblicherweise wird für die Sicherstellung der Wärmeversorgung bei KWK-Anlagen eine einfache Redundanz gefordert. Bei Verwendung *eines* BHKW-Moduls kann der Zusatzkessel daher nicht kleiner dimensioniert werden, da bei Ausfall des Moduls der Zusatzkessel den Wärmebedarf auch alleine decken können muß. Werden in einer Anlage mehrere Module verwendet, kann der Zusatzkessel kleiner ausgelegt werden.

In diesem Fall werden Investitionskosten und fixe Betriebskosten eingespart. Die Vermeidung von fixen Betriebskosten ist sehr gering, da sie nach der VDI-Richtlinie 2067 (1998) bei wenigen Prozentpunkten der vermiedenen Investitionskosten liegen. Sie werden hier vernachlässigt. Vogelsang (1997, S. 44) gibt für die spezifischen Investitionskosten eines Zusatzkessels  $I_{ZK,spez}$  in Abhängigkeit von der Anschlußleistung  $P_{ZK}$  folgende Beziehung an, die für die Bestimmung der vermiedenen Investitionskosten verwendet werden soll:

$$I_{ZK,spez} = 1300 \cdot P_{ZK}^{-0,226} \quad (7.3)$$

## 7.5 Strombezugskosten

Die Höhe und Struktur der Strombezugskosten beeinflußt die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen auf zweierlei Weise: Zum einen müssen die Stromerzeugungskosten der KWK-Anlage mit den Kosten bei Vollstrombezug verglichen werden. Bei hohen Strompreisen können KWK-Anlagen in mehr Fällen mit der Alterna-

tive Vollstrombezug konkurrieren als bei niedrigen Strompreisen. Zum anderen sind die Konditionen für den Bezug von Zusatzstrom und die Vorhaltung von Reserveleistung von ausschlaggebender Bedeutung.

Bei den meisten EVU unterscheiden sich die Preise und Konditionen bei Vollstrombezug (Vergleichsfall) und bei Zusatzstrombezug nicht oder nur geringfügig. Hier wird daher für das Vergleichssystem und das System mit KWK-Anlage von gleichen Strombezugsbedingungen ausgegangen.<sup>6</sup>

Bei den Strombezugskosten muß zwischen Kundengruppen (Haushalte, Gewerbe), Spannungsebenen und Bezugsmengen differenziert werden. Die Struktur und Höhe der Strombezugskosten wird daher einzeln für Tarif- und Sondervertragskunden festgelegt. Im folgenden wird zunächst dargelegt, wie die Auswirkung der Liberalisierung auf die Höhe der Strompreise berücksichtigt wird, anschließend werden die Strombezugskosten für die Referenzfälle abgeschätzt.

### 7.5.1 Sinkende Strompreise infolge der Liberalisierung

Die wettbewerbsrechtliche Öffnung der Elektrizitätswirtschaft hat bereits in dem vergangenen Jahr dazu geführt, daß die Strompreise zum Teil deutlich gesunken sind. So stellt der Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA 1999,1) in einem Strompreisvergleich für Sondervertragskunden (I/1999) fest, daß die Preise innerhalb eines Jahres in den alten Bundesländern um 7,8% zurückgegangen sind. Infolge des erhöhten Wettbewerbsdrucks muß damit gerechnet werden, daß die Strompreise in den nächsten Jahren weiter sinken werden.

Bis zum Sommer 1999 haben von der Liberalisierung hauptsächlich Sondervertragskunden profitiert, da die Durchleitungsentgelte für Tarifkunden noch relativ hoch und unzureichend geregelt waren. Der Wettbewerb um Tarifkunden kündigt sich zum Sommer/Herbst 1999 an. Neben den günstigeren Angeboten einiger neuer Anbieter haben auch zahlreiche EVU Preissenkungen zum 1. Oktober 1999 angekündigt.

Die Auswirkungen des Strompreisverfalls auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen werden in diesem Modell abgebildet, indem für jedes Betriebsjahr ein entsprechender Strompreis abgeschätzt wird. Dabei wird angenommen, daß sich die Preisanpassung infolge der Liberalisierung über einen Zeitraum von 5 Jahren erstreckt. Für die Folgejahre wird unterstellt, daß der Strompreis *real* konstant bleibt und nur mit der Inflation steigt.

Da das Strompreisniveau die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen wesentlich beeinflußt, wird neben dem Referenzfall die Sensitivität der Strompreise in drei weiteren Szenarios untersucht, in denen ein stärkerer, ein geringerer und kein Strompreisverfall zugrunde gelegt wird. Dabei wird davon ausgegangen, daß der

---

<sup>6</sup>Die durchschnittlichen Strombezugskosten sind allerdings bei Betrieb einer KWK-Anlage in der Regel höher, da das Verhältnis der beanspruchten Leistung zur bezogenen Strommenge größer wird.

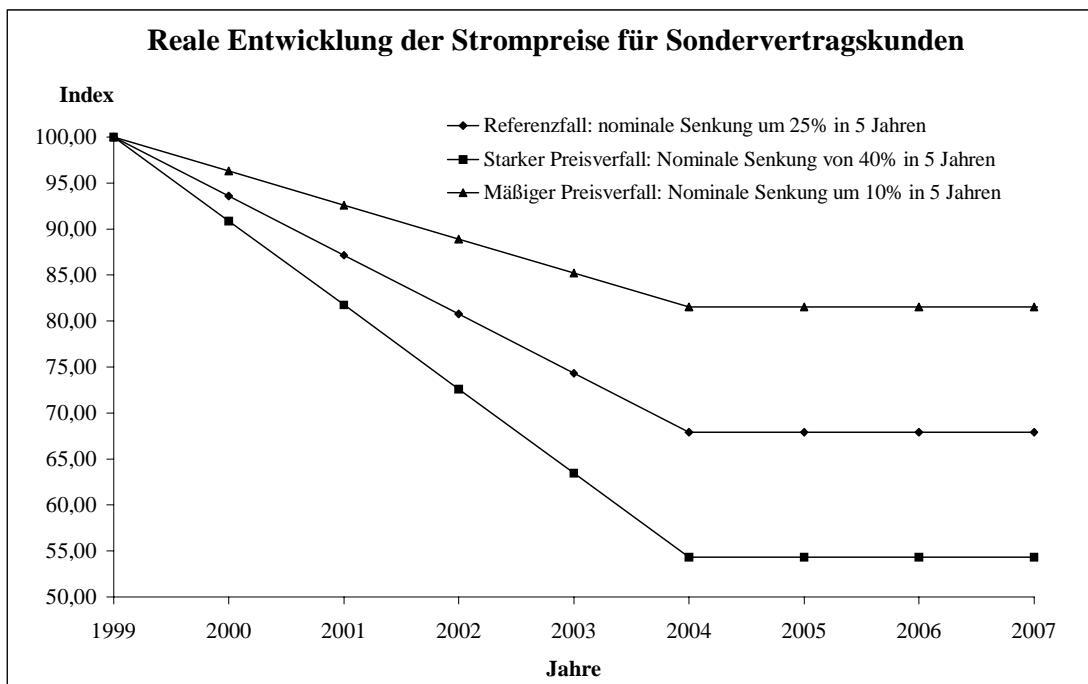


Abbildung 7.4: Entwicklung des Strompreises für Industriekunden infolge der Liberalisierung

Strompreis für Sondervertragskunden stärker sinkt als für Haushaltskunden. Hinter dieser Annahme steht die Überlegung, daß in dem Strompreis für Haushaltskunden ein großer Kostenanteil steckt, der durch den Wettbewerb kaum sinken wird. Zum einen sind die Konzessionsabgaben an die Gemeinden bei Haushaltskunden höher, zum anderen fallen bei Abnehmern auf der Niederspannungsebene für die Umspannung und Verteilung höhere Kosten an als bei Kunden, die Strom aus der Mittel- oder Hochspannungsebene beziehen.

Im **Referenzfall** wird geschätzt, daß innerhalb von 5 Jahren die Strompreise für Sondervertragskunden gegenüber dem 1. Januar 1999 um *nominal* 25% sinken werden. Bei einer Inflationsrate von 2% entspricht dies einem *realen* Preisverfall von 32,1%. Dabei wird von einer (in realen Zahlen) linearen Preisabnahme ausgegangen. In den Szenarios **Starker Strompreisverfall** und **Mäßiger Strompreisverfall** wird die nominale Senkung der Strompreise für Sondervertragskunden auf 40% bzw. 10% festgelegt. In Abbildung 7.4 auf Seite 76 ist die *reale* Entwicklung des Strompreises für Sondervertragskunden in den drei Szenarios indiziert dargestellt. Um die Wirkung der Liberalisierung herauszuarbeiten, wird darüberhinaus in dem Szenario **Keine Liberalisierung** zum Vergleich angenommen, daß die Strompreise real konstant bleiben.

Für Haushaltskunden wird geschätzt, daß die nominale Strompreissenkung um ein Drittel geringer als bei den Sondervertragskunden ausfällt. Dies entspricht einer nominalen Preissenkung von 16,6% im **Referenzfall**, 26,6% im Szenario

**Starker Strompreisverfall** und 6,7% im Szenario **Mäßiger Strompreisverfall**.

### 7.5.2 Sondervertragskunden

Bei Sondervertragskunden hängt die Höhe der Strombezugskosten vor allem von der Spitzenleistung, der bezogenen Strommenge und der Spannungsebene ab. Es wird zwischen einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis unterschieden. Unter Umständen kommen Rabatte bei einer hohen Benutzungsdauer oder der Verwendung einer Höchstlastoptimierungsanlage hinzu. Bei dem Betrieb einer KWK-Anlage gelten besondere Konditionen für die Bereitstellung von Kurzzeit- und Langzeit-Reserveleistung (Leistungspreis) und den Bezug von Reservestrom (Arbeitspreis).

Zur Abschätzung des Strompreisniveaus werden die Erhebungen der VEA (1999,1) verwendet. Die von der VEA zum 1. Januar 1999 ermittelten Durchschnittswerte für die alten Bundesländer dienen als Basis, um unter Berücksichtigung des unterstellten Strompreisverfalls in Abbildung 7.4 auf Seite 76 die Preise für die verschiedenen Betriebsjahre zu ermitteln.

#### Struktur der Preisregelungen für Sondervertragskunden

Der Leistungspreis richtet sich nach den Monatshöchstleistungen.<sup>7</sup> Vereinzelt Leistungsspitzen erhöhen daher die Stromgestehungskosten deutlich. Wegen der Unterscheidung zwischen Leistungs- und Arbeitspreis, den Mengenrabatten und unter Umständen auch der degressiv gestalteten Arbeitspreise sinken die durchschnittlichen Strombezugskosten mit der Auslastung der bestellten Leistung.

EVU bieten Sondervertragskunden in der Regel mindestens zwei Preisregelungen an. Bei der „flachen“ Preisregelung sind die Leistungspreise günstiger und die Arbeitspreise höher als bei der „steilen“ Preisregelung. Bei einer geringen Benutzungsstundenzahl für den Strombezug ist die flache Preisregelung günstiger, bei hohen Benutzungsstunden entsprechend die steilere Preisregelung.<sup>8</sup>

In Abbildung 7.5 auf Seite 78 wird die steile Musterpreisregelung L200 der RWE Energie für Kunden auf der Mittelspannungsebene den ermittelten Durchschnittspreisen der VEA von I/1999 gegenübergestellt. Es zeigt sich, daß die durchschnittlichen Strompreise bei beiden Quellen mit den Benutzungsstunden sinken. Es kann angenommen werden, daß auch zukünftige Versorgungsverträge nach der Liberalisierung der Energiewirtschaft eine solche Tendenz aufweisen werden. Daher wird die Struktur der Musterpreisregelungen der RWE Energie für diese

---

<sup>7</sup>Die Verrechnungsleistung wird meistens aus dem Mittel der zwei höchsten Monatshöchstleistungen eines Jahres oder aus dem Mittel aller Monatshöchstleistungen gebildet.

<sup>8</sup>Die Benutzungsstunden sind hier als Jahresbezugsmenge bezogen auf die Jahreshöchstleistung definiert.

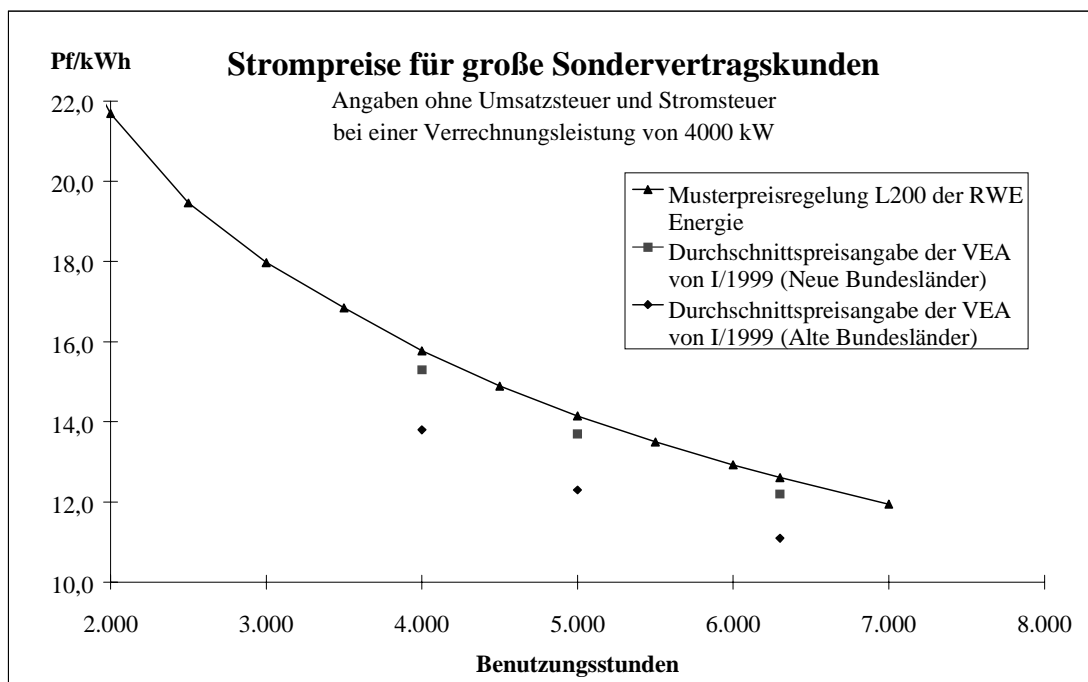


Abbildung 7.5: Strompreise für große Sondervertragskunden nach der RWE-Preisregelung L200 und Angaben der VEA (1999,1)

Untersuchung übernommen. Das Strompreisniveau wird entsprechend den oben getroffenen Annahmen über die Preisentwicklung angepaßt.

### Musterpreisregelungen der der RWE Energie

Die Musterpreisregelungen der RWE Energie sehen einen Leistungspreis, degressiv gestaltete Arbeitspreise und einen Benutzungsdauerrabatt vor. Für Vollstrombezug und Zusatzstrombezug gelten die gleichen Konditionen. Die steile Preisregelung wird mit L200, die flache Preisregelung mit L125 bezeichnet.<sup>9</sup>

Die jährlichen Leistungspreise betragen 200 DM/kW bei der L200 und 125 DM/kW bei der L125. Die Verrechnungsleistung ergibt sich aus dem Mittel der beiden höchsten Monatshöchstleistungen, wobei mindestens 70% der bestellten Leistung bezahlt werden müssen.

Die Arbeitspreise sind degressiv gestaltet, d.h. es gibt Mengenrabatte. Während für die ersten 240.000 kWh bei der L200 in der Hochtarifzeit noch 16,8 Pf/kWh berechnet werden, kann Strom ab einer Menge von 4.800.000 kWh zu

<sup>9</sup>Die RWE Energie hat zum Juli 1999 neue Preisregelungen entwickelt, bei denen ein etwas verändertes Preissystem eingeführt wurde. Sie werden hier jedoch nicht betrachtet, da dieses Preissystem nur schwierig mit den durchschnittlichen Angaben der VEA (1999) verglichen werden kann und bis September 1999 nur Verträge für Vollstrombezug, nicht jedoch für Zusatz- und Reservestrombezug verfügbar waren.

Arbeitspreise (Pf/kWh)	Musterpreisregelung L125		Musterpreisregelung L200	
	HT	NT	HT	NT
die ersten 240.000 kWh/Jahr	19,50	14,60	16,80	10,20
die weiteren 600.000 kWh/Jahr	17,20	12,90	14,65	8,95
die weiteren 3.960.000 kWh/Jahr	17,20	12,90	12,70	7,60
alle weiteren kWh/Jahr	17,20	12,90	11,50	7,00

Tabelle 7.4: Arbeitspreise nach den Musterpreisregelungen L125 und L200 der RWE Energie

einem Arbeitspreis von 11,5 Pf/kWh bezogen werden. Diese Regelung betrifft ganz besonders Betreiber von BHKW, da bei einer verminderten Strombezugsmenge der durchschnittliche Arbeitspreis steigt. In Tabelle 7.4 auf Seite 79 sind die Arbeitspreise der beiden Musterpreisregelungen aufgeführt.

Ab einer Benutzungsdauer  $T$  von 3400 Stunden im Jahr bezogen auf die Verrechnungsleistung wird auf die Entgelte für Leistung und Arbeit ein Rabatt gewährt. Der Rabatt in Prozent errechnet sich wie folgt:

$$R = 3,5 \cdot \frac{T - 3.400}{1.000} \quad (7.4)$$

### Vorhaltung und Inanspruchnahme von Reserveleistung

Bei Ausfall eines BHKW-Moduls muß die benötigte Leistung von einem EVU bezogen oder ggf. von anderen BHKW-Modulen bereitgestellt werden. Fällt das BHKW-Modul gerade zu einem Zeitpunkt aus, in dem es einen hohen Strombedarf gibt, kann dies zu einer starken Erhöhung der Leistungsspitze und damit zu erheblichen Kosten führen.

Für die EVU entstehen durch den Ausfall einzelner KWK-Anlagen jedoch wesentlich geringere Kosten, da die Ausfallzeitpunkte zufällig verteilt sind und sich bei einer größeren Anzahl von BHKW ausgleichen. Die EVU räumen den Betreibern von KWK-Anlagen deshalb die Möglichkeit ein, die Vorhaltung von kostengünstigerer Reserveleistung zu bestellen. Bei Inanspruchnahme dieser Reserveleistung muß für jeden Ausfall nachgewiesen werden, daß das BHKW tatsächlich aus technischen Gründen, die mit der unmittelbaren Anlage zusammenhängen, nicht in Betrieb war.<sup>10</sup>

In den Musterverträgen der RWE Energie AG (1999) wird zwischen Kurzzeit- und Langzeit-Reserveleistung unterschieden. Kurzzeit-Reserveleistung wird

<sup>10</sup>Die Betreiber könnten sonst versuchen, ihre Leistungskosten zu drücken, indem sie zum Beispiel bei hohen Stromspitzen mit niedrigem Wärmebedarf einen technischen Stillstand deklarieren, obwohl ein Betrieb des BHKW bei dem niedrigen Wärmebedarf nicht möglich ist.

in Anspruch genommen, wenn die Dauer des Ausfalls bis zu einer Stunde beträgt, längere Ausfälle gelten als Inanspruchnahme von Langzeit-Reserveleistung. Der Jahresleistungspreis für die Bestellung von Kurzzeit-Reserveleistung beträgt nach diesem Vertrag 20,- DM/kW für bis zu 10 Ausfälle. Für jede weitere Inanspruchnahme kommen 0,70 DM/kW hinzu. Langzeit-Reserveleistung kann für bis zu 300 Ausfallstunden für 60,- DM/kW bestellt werden. Für jede zusätzliche Stunde werden 0,085 DM/kW berechnet. Die Arbeitspreise für den Bezug von Reservestrom entsprechen mit 16,8 Pf/kWh in der Haupttarifzeit und 10,2 Pf/kWh in der Nebentarifzeit den Eingangspreisen für eine Gesamtstrommenge bis zu 240.000 kWh.

Wieviel Reserveleistung die Betreiber von KWK-Anlagen beantragen, bleibt ihrem eigenen Kalkül und ihren Risikopräferenzen überlassen. Bei einer Anlage mit vier Modulen ist es beispielsweise unwahrscheinlich, daß alle Anlagen gleichzeitig ausfallen. In der Regel wird in solchen Fällen als Reserveleistung die Kapazität von einem oder zwei Modulen bestellt. Sollte dann doch die gesamte Anlage ausfallen, so muß die zusätzlich beanspruchte Leistung mit dem vollen Leistungspreis bezahlt werden.

Die Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung werden in diesem Modell durch die Simulation von Ausfällen abgebildet. Bei der Simulation des Basisjahres fallen die Module nach jeweils 500 Betriebsstunden für 24 Stunden aus. Dies entspricht einer Verfügbarkeit von ca. 95% bezogen auf die potentielle Betriebszeit. Die kostengünstigere Inanspruchnahme von Kurzzeit-Reserveleistung wird nicht berücksichtigt. Der Rahmen des RWE-Vertrages wird für die eigenen Berechnungen übernommen, wobei die Preise – wie bei den Strombezugskosten – dem durchschnittlichen Preisniveau nach VEA (1999,1) und der unterstellten Preisentwicklung infolge der Liberalisierung angepaßt werden, da davon ausgegangen wird, daß die Kosten für die Vorhaltung und Inanspruchnahme von Reserveleistung infolge der Liberalisierung in gleichem Maße sinken wie das allgemeine Strompreisniveau.

### **Preise für Kunden auf der Mittelspannungsebene**

Für die Industriebetriebe A und B, die Strom aus der Mittelspannungsebene beziehen, wird die Musterpreisregelung L200 der RWE Energie als Basis verwendet. Aus Abbildung 7.5 geht hervor, daß die durchschnittlichen westdeutschen Strompreise Anfang 1999 bereits um ca. 14% niedriger als die aus der Musterpreisregelung L200 ermittelten Werte waren. Für das erste Betriebsjahr (2000) werden die Arbeits- und Leistungspreise der RWE-Musterpreisregelung daher mit einem entsprechendem Abschlag versehen, dessen Höhe sich nach dem jeweiligen Szenario richtet.



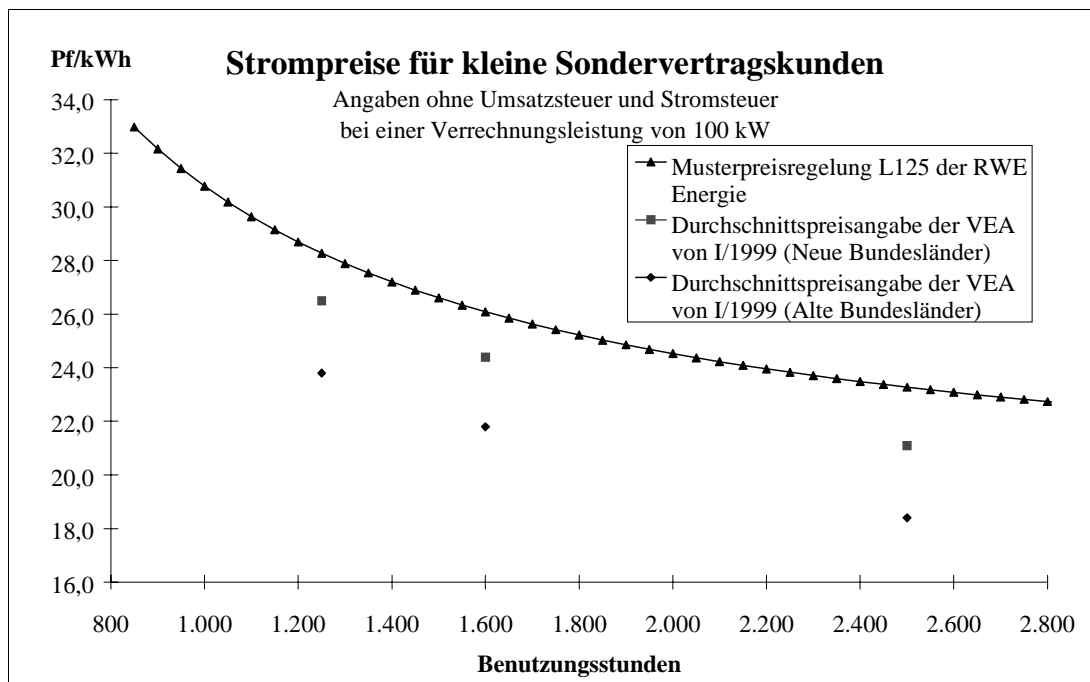


Abbildung 7.6: Strompreise für kleine Sondervertragskunden nach der RWE-Musterpreisregelung L125 und den Angaben der VEA (1999,1)

### Preise für Kunden auf der Niederspannungsebene

Für Sondervertragskunden auf der Niederspannungsebene gelten ähnliche Bedingungen wie für Kunden auf der Mittelspannungsebene. Die RWE Energie hat bis zu der Einführung eines neuen Preissystems die Musterpreisregelungen L125 und L200 für Kunden auf der Niederspannungsebene mit einem Aufschlag von 5–8% versehen. Für die Niedrigenergiesiedlung ist wegen des niedrigeren Gesamtverbrauchs die Regelung L125 günstiger.

In Abbildung 7.6 sind die durchschnittlichen Strompreise für *kleine* Sondervertragskunden auf der Mittelspannungsebene nach der Musterpreisregelung L125 und den Erhebungen der VEA(1999, 1) dargestellt. Der Unterschied zwischen der L125 und den Durchschnittswerten ist mit 19–26% noch größer. Die Preise der L125 werden deshalb mit entsprechenden Abschlägen versehen.

Ohne den Betrieb eines BHKW würden die Bewohner der Niedrigenergiesiedlung einzeln als Tarifikunden von einem EVU Strom beziehen. Hierfür gelten andere Preise und eine andere Tarifstruktur, bei der auf eine Leistungsmessung verzichtet wird (vgl. Abschnitt 7.5.3). Durch die Bündelung des Strombezugs bei Betrieb eines BHKW ändern sich die Strombezugsbedingungen, da der Betreiber (z.B. ein Contracting-Unternehmen) von dem BHKW Zusatzstrom zu den oben aufgeführten Bedingungen als Sondervertragskunde einkaufen kann. Der erzeugte und zusätzlich bezogene Strom wird dann an die Bewohner der Siedlung weiter-

verkauft, wobei die Preise sich in jedem Fall an den Preisen für Tarifikunden orientieren.

Die Bündelung mehrerer Kunden bringt häufig schon einen Vorteil, der nicht direkt dem BHKW zugerechnet werden kann. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit zunächst angenommen, daß auch im Vergleichsfall ohne Betrieb eines BHKW die Bewohner gebündelt Strom als Sondervertragskunden beziehen. Daneben werden die durchschnittlichen Strombezugskosten ohne Betrieb eines BHKW auch für den Fall bestimmt, daß die Bewohner Strom zu Preisen für Tarifikunden von einem EVU beziehen. Dabei wird als Preisbasis vor der Liberalisierung der Mittelwert von neun EVU angesetzt, deren Strompreise in Abbildung 7.5 dargestellt sind.

### 7.5.3 Tarifikunden

Tarifikunden auf der Niederspannungsebene haben höhere Strombezugskosten als Sondervertragskunden. Dies liegt an dem zusätzlichen Aufwand für die Umspannung und Verteilung, an der höheren Konzessionsabgabe und an dem bisher unzureichenden Wettbewerb bei Haushaltskunden.

Betreiber von kleinen BHKW-Anlagen, wie in dem Fallbeispiel des Mehrfamilienhauses, können nach §10 Absatz 2 Satz 1 und Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes Strom zu Preisen zu dem Allgemeinen Tarif beziehen, wenn die Jahreshöchstleistung des Strombezugs 30 kW nicht übersteigt (vgl. Kapitel ??). Es entstehen somit keine weiteren Kosten für die Bereitstellung von Reserveleistung.

Die Strombezugskosten setzen sich bei den Allgemeinen Tarifen aus einem arbeitsabhängigen Entgelt, einem Leistungsentgelt und einem Verrechnungsentgelt zusammen. Die Höhe des Verrechnungsentgeltes hängt von dem verwendeten Zähler ab (Eintarifzähler/Zweitartifizähler, Wechselstrom/Drehstrom, Zähler mit/ohne Leistungsmessung). Das Arbeitsentgelt wird entweder pauschal oder nach einer Zeitzone-Regelung erhoben. Bei der Zeitzone-Regelung kann Strom in der Schwachlastzeit (ca. 22.00 – 6.00) zu einem vergünstigten Arbeitspreis bezogen werden. Bei dem Arbeitsentgelt wird in der Regel nicht zwischen Sommer- und Wintertarif unterschieden.

Die Berechnung des Leistungsentgelts hängt von der Höhe des Verbrauchs ab. Die Allgemeinen Tarife sehen dabei prinzipiell drei Varianten vor:

1. *Tarif ohne Leistungsmessung.* Dieser Tarif gilt in der Regel für Kunden mit einem geringem Verbrauch unter ca. 10.000 kWh/a. Neben einem pauschalen Verrechnungsentgelt und dem arbeitsabhängigen Verbrauchspreis (Pf/kWh) wird zum Teil ein fester Leistungspreis erhoben. In Tabelle 7.5 auf Seite 83 sind die Tarife von einigen EVU aufgeführt.
2. *Tarif mit 96-Stunden-Leistungsmessung.* Bei Kunden mit einem höheren Verbrauch wird ein Leistungspreis mit Hilfe von 96-Stunden-Werten be-

<b>EVU</b>	<b>Stand</b>	<b>Leistungspreis [DM/a]</b>	<b>Arbeitspreis [Pf/kWh]</b>	<b>Durchschnittspreis [Pf/kWh]</b>
<b>RWE Energie</b>	01.07.99	59,85	20,3	22,3
<b>EWAG</b>	01.04.99	-	26,7	26,7
<b>Stadtwerke Hannover</b>	01.04.99	-	23,9	23,9
<b>Stadtwerke Düsseldorf</b>	01.04.99	-	21,9	21,9
<b>VEW</b>	01.10.99	84,00	19,5	25,3
<b>BEWAG</b>	01.04.99	-	27,3	27,3
<b>Stadtwerke Leipzig</b>	01.04.99	-	26,2	26,2
<b>Neckarwerke Stuttgart</b>	01.07.99	100,80	21,1	24,5
<b>Mainova</b>	01.07.99	-	24,3	24,3
<b>Mittel</b>				<b>24,7</b>

(alle Angaben ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer und Verrechnungspreise)

Der Durchschnittspreis wurde nach den am 01.04. geltenden Tarifen (VEW 22,5 Pf/kWh) für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3000 kWh bestimmt.

Tabelle 7.5: Tarif ohne Leistungsmessung für Haushaltskunden einiger EVU

rechnet. Ausschlaggebend ist der höchste Verbrauch innerhalb einer 96-Stunden-Periode des betreffenden Jahres. Das Arbeitsentgelt ist entsprechend geringer als bei dem Tarif ohne Leistungsmessung. Einige EVU haben auf diese Tarifform verzichtet und bieten nur den Tarif ohne Leistungsmessung und den Tarif mit 1/4-Stunden-Messung an. Tabelle 7.6 auf Seite 84 stellt die 96-Stunden-Tarife einiger EVU gegenüber.

3. *Tarif mit 1/4-Stunden-Leistungsmessung.* Übersteigt die Jahreshöchstleistung 30 kW, kann das EVU eine Leistungsmessung in 1/4-Stunden-Werten fordern. Der Leistungspreis wird je nach EVU etwas unterschiedlich berechnet: Als Grundlage werden in der Regel der höchste Viertelstundenwert, das Mittel der beiden höchsten im Abrechnungsjahr aufgetretenen Monatshöchstleistungen oder das Mittel aus allen Monatshöchstleistungen des Abrechnungsjahres verwendet. Beispiele für Tarife mit 1/4-Stunden-Leistungsmessung finden sich in Tabelle 7.7 auf Seite 85. Die hier aufgeführten Preise sind allerdings nur bedingt miteinander vergleichbar, da die Verrechnungsleistung unterschiedlich ermittelt wird.

Im Fall des Mehrfamilienhauses beträgt die Jahreshöchstleistung des Stromverbrauchs ohne Betrieb eines BHKW nach 1/4-Stunden-Werten 30,2 kW, bei Betrieb des BHKW wird in dem untersuchten Betriebsjahr eine Leistungsspitze von 26,0 kW ermittelt. Der Jahresverbrauch liegt auch mit Betrieb eines BHKW deutlich über 10.000 kWh. Für diesen Fall gilt bei einigen EVU der Tarif mit 96-Stunden-Leistungsmessung, bei anderen EVU, die diesen Tariftyp nicht vorsehen, kommt auch der Tarif ohne Leistungsmessung in Frage.

<b>EVU</b>	<b>Einheit</b>	<b>mit Zeitzonen</b>	<b>ohne Zeitzonen</b>
<b>RWE Energie (Stand: 01.07.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 14,49	14,49
	Pf/kWh	NT: 10,50	
Fester Leistungspreis	DM/a	59,85	59,85
Verbrauchsabhängiger Leistungspreis	DM/Lw	3,48	2,89
<b>BEWAG (Stand: 01.04.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 19,6	19,6
	Pf/kWh	NT: 12,6	
Verbrauchsabhängiger Leistungspreis	DM/Lw	4,38	3,65
<b>EWAG (Stand: 01.04.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 16,30	16,3
		NT: 13,60	
Verbrauchsabhängiger Leistungspreis	DM/Lw	7,20	5,70
<b>VEW (Stand: 01.10.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 13,5	13,5
	Pf/kWh	NT: 9,5	
Fester Leistungspreis	DM/a	84,00	84,00
Verbrauchsabhängiger Leistungspreis	DM/Lw	3,60	3,00
(alle Angaben ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer und Verrechnungspreise)			

Tabelle 7.6: Preise einiger EVU nach dem Allgemeinen Tarif mit die 96–Stunden–Leistungsmessung

Um die Preise der verschiedenen EVU mit ihrer jeweiligen Tarifstruktur vergleichen zu können, werden die Durchschnittspreise für die Charakteristik des Strombezugs in dem untersuchten Mehrfamilienhaus berechnet. Dabei werden die Werte zugrunde gelegt, die aus der Jahressimulation für das Basisjahr im Referenzfall ermittelt wurden. Danach liegt der Bezug von Überschußstrom bei ca. 16.000 kWh/Jahr, der höchste Leistungswert – die Anzahl der verbrauchten kWh in einem 96–Stunden–Intervall – bei ca. 400. Das Ergebnis dieses Preisvergleichs ist in Tabelle 7.8 auf Seite 85 dargestellt.

Zur Zeit sind die Strompreise von EVU zu EVU noch recht unterschiedlich. Mittelfristig kann durch die Liberalisierung eine gewisse Angleichung erwartet werden. Allerdings werden Preisunterschiede weiterhin bestehen bleiben, da die Durchleitungsentgelte von der Kostenstruktur des jeweiligen Netzbetreibers abhängen und sich auch die Konzessionsabgaben regional unterscheiden. Im Fall von Haushaltskunden wurde in Kapitel 7.5.1 für den Referenzfall geschätzt, daß die Preise durch die Liberalisierung über einen Zeitraum von 5 Jahren um 16,7% nominal sinken werden. Hier wird der ermittelte durchschnittliche Nettopreis von 25,4 Pf/kWh ohne Stromsteuer als Ausgangspreis *vor* der Liberalisierung zugrunde gelegt. Bis zum Jahr 2004 fällt nach diesem Szenario der Strompreis auf ca. 21 Pf/kWh und steigt danach mit der Inflationsrate von 2% an.

Die Wirtschaftlichkeit von kleinen BHKW hängt nicht nur von der Höhe des

<b>EVU</b>	<b>Einheit</b>	<b>mit Zeitzonen</b>	<b>ohne Zeitzonen</b>
<b>Stadtwerke Hannover (Stand: 01.04.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 22,2	20,0
	Pf/kWh	NT: 11,4	
Leistungspreis für die ersten 10 kW	DM/a	2244,75	2244,75
Leistungspreis für alle weiteren kW	DM/kW	208,05	208,05
<b>BEWAG (Stand: 01.04.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 19,6	19,6
	Pf/kWh	NT: 12,6	
Leistungspreis	DM/kW	350,00	350,00
<b>VEW (Stand: 01.10.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 13,5	13,5
	Pf/kWh	NT: 9,5	
Leistungspreis	DM/kW	456,00	456,00
<b>Stadtwerke Düsseldorf</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 19,0	19,0
	Pf/kWh	NT: 17,5	
Leistungspreis für die ersten 20 kW	DM/a	5.800,00	5.800,00
Leistungspreis für alle weiteren kW	DM/kW	290,00	290,00
<b>Mainova (Stand: 01.07.99)</b>			
Arbeitspreis	Pf/kWh	HT: 16,0	-
	Pf/kWh	NT: 12,9	
Leistungspreis	DM/kW	100,00	-

(alle Angaben ohne Umsatzsteuer, Stromsteuer und Verrechnungspreise)

Tabelle 7.7: Preise einiger EVU nach dem Allgemeinen Tarif mit 1/4-Stunden-Leistungsmessung

<b>EVU</b>	<b>Stand</b>	<b>Tarif/Leistungsmessung</b>	<b>Durchschnittspreis (Pf/kWh)</b>
<b>RWE</b>	01.07.99	96-Stunden-Werte	22,1
<b>BEWAG</b>	01.04.99	96-Stunden-Werte	28,7
<b>EWAG</b>	01.04.99	96-Stunden-Werte	30,6
<b>VEW</b>	01.04.99	96-Stunden-Werte	24,5
	01.10.99	96-Stunden-Werte	21,5
<b>Stadtwerke Hannover</b>	01.04.99	Tarif ohne Leistungsmessung	23,2
<b>Stadtwerke Düsseldorf</b>	01.04.99	Tarif ohne Leistungsmessung	27,0
<b>Stadtwerke Leipzig</b>	01.04.99	Tarif ohne Leistungsmessung	26,2
<b>Neckarwerke Stuttgart</b>	01.07.99	Tarif ohne Leistungsmessung	21,7
<b>Mainova</b>	01.07.99	Tarif ohne Leistungsmessung	24,3
<b>Mittel</b>	<b>01.07.99</b>		<b>25,4</b>

Tabelle 7.8: Durchschnittliche Strombezugskosten für das Mehrfamilienhaus nach den Tarifen verschiedener EVU

Strompreisniveaus ab, sondern auch wesentlich von der Tarifform. Für sehr kleine BHKW – wie im Referenzfall Mehrfamilienhaus – können der Tarif ohne Leistungsmessung oder der Tarif mit 96–Stunden–Leistungsmessung gelten.<sup>11</sup> Daneben kommt die Wahl einer Schwachlastregelung in Frage. Ein hoher Leistungsanteil und niedrige Arbeitspreise (wie beim Tarif mit 96–Stunden–Leistungsmessung) sind für BHKW–Betreiber ungünstig, da sich erstens bei niedrigen Arbeitspreisen der Betrieb des BHKW zu den Niedertarifzeiten unter Umständen nicht mehr lohnt und zweitens das BHKW keinen großen Beitrag zur Senkung der Lastspitze leisten kann. Daher ist der Tarif ohne Leistungsmessung für die Betreiber von BHKW günstiger als der Tarif mit 96–Stunden–Leistungsmessung.

Es wird davon ausgegangen, daß es für BHKW–Betreiber im Zuge der Liberalisierung möglich sein wird, einen Stromanbieter zu wählen, der einen günstigen Tarif ohne Leistungsmessung anbietet. Im Referenzfall soll daher der günstigere Tarif ohne Leistungsmessung gelten. Daneben wird für das Mehrfamilienhaus in einer Sensitivitätsanalyse der Tarif mit 96–Stunden–Leistungsmessung bei gleichem durchschnittlichen Strompreisniveau gewählt. In diesem Zusammenhang wird auch auf den Vorteil einer Schwachlastregelung eingegangen (vgl. Kapitel 9).

## 7.6 Verkauf von Überschußstrom

Für einen wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen sind nicht nur die Konditionen für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom wichtig, sondern vor allem auch günstige Möglichkeiten zum Absatz von Überschußstrom. Bisher haben die Betreiber von KWK-Anlagen ihren Überschußstrom praktisch ausschließlich in das Netz des vorgelagerten EVU eingespeist und hierfür eine Vergütung erstattet bekommen. Die Höhe dieser Vergütung ist in der „Verbändevereinbarung zur stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit“ zwischen VDEW, BDI und VIK (1994) geregelt.

Aus der Liberalisierung ergeben sich verschiedene neue Absatzmöglichkeiten für Überschußstrom (vgl. Kapitel 3.4). Allerdings sind diese Möglichkeiten bisher kaum genutzt worden, da es noch zahlreiche Hemmnisse für die Durchleitung von Strom gibt. Daher ist es zur Zeit schwierig, eine Aussage darüber zu treffen, welche Preise in Zukunft für Überschußstrom erzielt werden können. Unter günstigen Umständen könnte sich ein mengenmäßig relevanter Markt für Ökostrom etablieren, in dem auch KWK-Strom eine wichtige Rolle spielt. Im ungünstigsten Fall muß angenommen werden, daß erstens die Verbändevereinbarung zur stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit unterhöhlt wird, daß zweitens der Gesetzgeber keine Maßnahmen zum Schutz oder zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung ergreift und daß drittens das Marktsegment von Ökostrom klein bleibt und die KWK hierin kaum Bedeutung haben wird.

---

<sup>11</sup>Von neun befragten EVU haben vier Unternehmen einen Tarif mit 96–Stunden–Leistungsmessung vorgesehen.

Die unterschiedlichen möglichen Entwicklungen werden in dieser Untersuchung wie folgt berücksichtigt: Im **Referenzfall** wird angenommen, daß das Prinzip einer Einspeisevergütung im Sinne der Verbändevereinbarung erhalten bleibt, die Höhe der Vergütungssätze infolge der Liberalisierung allerdings sinken wird. Dabei werden von den regional unterschiedlichen Vergütungssätzen die jeweils niedrigsten angesetzt. In dem Szenario **Hohe Preise für Überschußstrom** soll der Fall nachgebildet werden, daß es günstige Absatzmöglichkeiten für Überschußstrom gibt - etwa durch die Beibehaltung regionaler CO<sub>2</sub>-Einsparungsprogramme oder einen regen Handel mit Grünem Strom - und somit relativ hohe Preise für Überschußstrom erzielt werden können.

### 7.6.1 Verbändevereinbarung zur stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit

In der Verbändevereinbarung zwischen VDEW, BDI und VIK (1994) mit dem Titel „Grundsätze über die Intensivierung der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen öffentlicher Elektrizitätsversorgung und industrieller Kraftwirtschaft“ wird festgelegt, wie und in welcher Höhe die Einspeisung von Überschußstrom aus KWK-Anlagen in das Netz der vorgelagerten EVU vergütet wird.

Grundsätzlich wird zwischen einer Vergütung ohne und mit Programmlieferverpflichtung des Einspeisers unterschieden (Ziffer 4.3 und 4.4). Bei den meisten KWK-Anlagen soll der eigenerzeugte Strom überwiegend selbst genutzt werden, eine Anpassung der Leistung an den Fahrplan des EVU ist auch wegen der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme schwierig. Der Regelfall ist daher die Vergütung ohne Programmlieferverpflichtung (Ziffer 4.3). Prinzipiell werden die Vergütungssätze nach Verbändevereinbarung an die steilste Musterpreisregelung des jeweiligen EVU gekoppelt. Die Vereinbarung enthält drei verschiedene Vergütungsmodelle:

1. *Grundmodell.* Sowohl das Grundmodell als auch das *Modell für Einspeisungen mit schwer vorherschaubarer Leistung* sehen einen Arbeits- und einen Leistungspreis vor. Die Arbeitspreise orientieren sich an den variablen Kosten der Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Netzlast. Dabei wird sowohl zwischen Sommer- und Winterzeit, als auch zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten unterschieden.

Bei der Leistungsvergütung wurde ein Winter- und ein Sommerpreis eingeführt. Die Betreiber von KWK-Anlagen müssen für die Einspeisung von Überschußstrom eine bestimmte Solleistung  $P_{Soll}$  für den tariflichen Winter und Sommer anmelden. Die Leistungsvergütung  $LV$  richtet sich nach der Zeit  $T$ , in der der Anlagenbetreiber mindestens die Solleistung  $P_{Soll}$  in das Netz eingespeist hat. Der vergütete Leistungspreis errechnet sich im Winter aus etwa zwei Drittel des Leistungspreises, der sich für eine Einspeisung mit 8000 h/a ergibt.

$$LV = P_{Soll} \cdot LP \cdot \frac{T}{T_{Sommer/Winter}} \quad (7.5)$$

Die RWE Energie (1999) kommt danach zum Beispiel auf folgende Leistungsvergütung:

$$LV_{Winter} = P_{Soll,Winter} \cdot 156,50 \text{ DM/kW} \cdot \frac{T_{Winter}}{3310h} \quad (7.6)$$

$$LV_{Sommer} = P_{Soll,Sommer} \cdot 95 \text{ DM/kW} \cdot \frac{T_{Sommer}}{4690h} \quad (7.7)$$

Als Arbeitspreis vergütet die RWE Energie im tariflichen Winter (Oktober bis Februar) während der Hochtarifzeit (HT) 7,6 Pf/kWh und während der Niedertarifzeit 5,7 (NT) Pf/kWh. Im Sommer werden 5,5 Pf/kWh (HT) und 4,1 Pf/kWh (NT) erstattet. Diese Preise orientieren sich an den kurzfristig vermiedenen Grenzkosten.

Das Problem bei diesem Modell liegt darin, daß die Leistungsvergütung bei schwankenden Einspeisungen sehr gering ausfällt. Legt der Betreiber eine kleine Solleistung  $P_{Soll}$  fest, kann diese zwar über einen größeren Zeitraum  $T$  erreicht werden, allerdings ist die Leistungsvergütung insgesamt wegen der geringen Anmeldung klein, denn Leistung, die über  $P_{Soll}$  hinaus eingespeist wird, wird nicht vergütet. Umgekehrt wird der Zeitraum  $T$  bei der Anmeldung einer hohen Leistung  $P_{Soll}$  klein.

2. *Modell für Einspeisungen mit schwer vorhersehbarer Leistung.* Bei dieser Regelung gelten die gleichen Arbeitspreise wie beim Grundmodell, die Leistungsvergütung ist jedoch anders geregelt: Der Leistungspreis ist zugunsten einer flexibleren Bestimmung des Leistungsumfangs reduziert:

$$LV = P_{Soll} \cdot LP_{red} \cdot \left(1,4 \cdot \frac{A}{P_{Soll} \cdot T_{Winter/Sommer}} - 0,4\right) \quad (7.8)$$

Dabei ist  $A$  die Arbeit (in kWh), die die Betreiber bis zu der angemeldeten Solleistung  $P_{Soll}$  in das Netz eingespeist haben. Die über die Solleistung hinausgehende Arbeit trägt nicht zur Leistungsvergütung bei. Für das Beispiel der RWE Energie (1999) gelten folgende Konditionen:

$$LV_{Winter} = P_{Soll,Winter} \cdot 133 \text{ DM/kW} \cdot \left(1,4 \cdot \frac{A_{Winter}}{P_{Soll,Winter} \cdot 3310h} - 0,4\right) \quad (7.9)$$



(Pf/kWh)	RWE	Stadtwerke Leipzig, EWAG und Mainova	Stw. Hannover	Neckarwerke Stuttgart	BEWAG (ab 01.10.99)
Sommer HT	7,20	13,77	13,39	11,37	7,38
Sommer NT	5,40	13,77	13,39	5,00	5,44
Winter HT	12,80	13,77	13,39	17,78	9,78
Winter NT	9,60	13,77	13,39	11,37	6,71

Tabelle 7.9: Vergütungssätze verschiedener EVU für die Einspeisung von Überschussstrom in das Niederspannungsnetz bis zu einer Anlagengröße von 30 kW elektrischer Leistung

$$LV_{Sommer} = P_{Soll,Sommer} \cdot 85,50 \text{ DM/kW} \cdot \left(1,4 \cdot \frac{A_{Sommer}}{P_{Soll,Winter} \cdot 4690h} - 0,4\right) \quad (7.10)$$

Auch bei diesem Modell müssen die Betreiber die Höhe der angemeldeten Solleistung gut abwägen, da mit einer höheren Solleistung zwar ein größerer Arbeitsanteil  $A$  in die Leistungsvergütung einfließt, jedoch auch ein höherer Abzug erfolgt (zweiter Term in Gleichung 7.8).

3. *Pauschalvergütung für Klein-Einspeisungen in das Niederspannungsnetz.* Die vorgelagerten EVU können nach der Verbändevereinbarung zur Verringerung des Meßaufwandes den Leistungspreis auf die Arbeitspreise umlegen. Die meisten EVU haben solche Tarife für Einspeisungen in das Niederspannungsnetz bis etwa 30 kW eingeführt. Tabelle 7.9 auf Seite 89 stellt die Vergütungssätze einiger EVU gegenüber.

## 7.6.2 Weitergehende Regelungen einiger EVU

Neben diesen Modellen der Verbändevereinbarung haben einige regionale und kommunale EVU weitergehende Regelungen eingeführt. Dabei sollen durch höhere Einspeisevergütungen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für BHKW verbessert werden. Hintergrund sind meist Programme zur Förderung der rationellen Energieverwendung und zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Als Beispiele werden hier die Modelle der Mainova AG (ehemal. Stadtwerke Frankfurt) und der EWAG AG in Nürnberg vorgestellt.

Die EWAG AG hat für Anlagen bis zu 1 MW elektrischer Leistung eine reine Arbeitsvergütung eingeführt, die an den Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von sämtlichen EVU im Bundesgebiet an alle Letztverbraucher gekoppelt ist (EWAG AG 1999). Bei diesen Vergütungssätzen gibt es keine Unterscheidung zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten oder zwischen Sommer- und Wintersätzen. Für die Einspeisung aus Anlagen mit einer elektrischen Leistung

<b>Neuregelung der Einspeisevergütung für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung in Frankfurt am Main</b>					
<b>Basis:</b>		<b>Durchschnittserlöse je Kilowattstunde derzeit (1999) 18,36 Pf/kWh</b>			
<b>Leistung</b>		<b>Einspeisungen in der Hoch-Tarifzeit</b>		<b>Einspeisungen in der Nieder-Tarifzeit</b>	
		in % der Durchschnittserlöse	Pf/kWh	in % der Durchschnittserlöse	Pf/kWh
bis 50 kWel	Voll- und Teileinspeisung	75%	13,77	75%	13,77
bis 500 kWel	Volleinspeiser	75%	13,77	60%	11,02
	Teileinspeiser	75%	13,77	55%	10,10
ab 500 bis 1500 kWel	Volleinspeiser	60%	11,02	45%	8,26
	Teileinspeiser	50%	9,18	35%	6,43

*Tabelle 7.10: Regelung der Einspeisevergütung für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung in Frankfurt am Main (Quelle: Energiereferat der Stadt Frankfurt/Main 1999)*

bis zu 250 kW wird 75% des Durchschnittserlöses erstattet. Dies entspricht 13,77 Pf/kWh für das Jahr 1999. Größere Anlagen mit einer Leistung von 250 kW bis 1 MW bekommen 60% ( $\approx 11,02$  Pf/kWh) für die Einspeisung von Überschußstrom erstattet. Finanziert wird diese Maßnahme über ein CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm der Stadt Nürnberg. Danach werden bis zu DM 50.000,- jährlich (Stand 1999) von der Stadt Nürnberg als Fördermittel bereitgestellt, um die Kosten zu decken, die der EWAG durch die über die Verbändevereinbarung hinausgehende Vergütung entstehen.<sup>12</sup>

Die Stadtwerke Frankfurt am Main haben eine ähnliche Regelung unter Verzicht auf eine Leistungsvergütung getroffen. Für Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 50 kW werden durchgehend 75% des Durchschnittserlöses vergütet. Bei größeren Anlagen hängt die Höhe der Vergütung davon ab, ob der Gesamtstrom eingespeist wird (Volleinspeiser) oder lediglich der Überschußstrom (Teileinspeiser). Außerdem wird zwischen Einspeisung bei Hoch- und Niedertarifzeit unterschieden. In Tabelle 7.10 sind die Vergütungssätze dargestellt. Ähnliche Regelungen finden sich bei vielen weiteren EVU.

<sup>12</sup>Nach Verbändevereinbarung würde die EWAG Betreibern von Anlagen bis 30 kW elektrischer Leistung in der Hochtarifzeit (Sommer und Winter) 11,6 Pf/kWh und in der Niedertarifzeit 5,3 Pf/kWh für Überschußstrom vergüten.

### 7.6.3 Auswirkungen der Liberalisierung auf die Höhe der Einspeisevergütung

Die sinkenden Strompreise infolge der Liberalisierung werden in Zukunft auch die Höhe der Einspeisevergütung für Überschußstrom aus KWK-Anlagen beeinflussen. Zum einen werden die Vergütungssätze nach der Verbändevereinbarung aus der steilsten Musterpreisregelung des jeweiligen EVU's abgeleitet, zum anderen ist die Einspeisevergütung bei vielen Sonderregelungen auf kommunaler Ebene an den durchschnittlichen Stromerlös aller EVU in Deutschland gekoppelt. Sowohl für den **Referenzfall** als auch im Szenario **Hohe Preise für Überschußstrom** wird daher angenommen, daß die Höhe der Einspeisevergütung direkt an den durchschnittlichen Strompreis gebunden ist und in den nächsten Jahren im gleichen Maße sinken wird. Die hier unterstellte Strompreisentwicklung für Tarifkunden und für Sondervertragskunden wird in Kapitel 7.5.1 beschrieben.

### 7.6.4 Klein-Einspeisungen

Für das Mehrfamilienhaus, das an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist, gelten nach der Verbändevereinbarung die Pauschalvergütungen für Klein-Einspeisungen (s. Tabelle 7.9 auf Seite 89). Im **Referenzfall** werden die vergleichsweise niedrigen Vergütungssätze der BEWAG verwendet. Für das Szenario **Hohe Preise für Überschußstrom** orientiert sich die Höhe des Preises für Überschußstrom an den weitergehenden Regelungen einiger EVU (vgl. Kapitel 7.6.2), nach der die Vergütung im Jahr 1999 bei 13,77 Pf/kWh liegt. Für das erste Betriebsjahr wird ein Preis von 13,5 Pf/kWh angesetzt.<sup>13</sup>

### 7.6.5 Sondervertragskunden

Nach der Verbändevereinbarung kommt für größere KWK-Anlagen das Grundmodell oder das Modell für Einspeisungen mit schwer vorhersehbarer Leistung in Frage. Welches der beiden Modelle wirtschaftlicher ist, muß anhand der Jahresganglinien des Wärme- und Strombedarfs im Einzelfall geprüft werden. Nach Auskunft von mehreren EVU ziehen die meisten Betreiber das Modell für Einspeisungen mit schwer vorhersehbarer Leistung dem Grundmodell vor. Im Referenzfall werden die Vergütungssätze der RWE Energie zugrunde gelegt.

Im Fall der Industriebetriebe ist die gesamte überschüssige Strommenge vergleichsweise gering, da die BHKW nur in der Grundlast gefahren werden. Daher hat der Preis für die Einspeisung von Überschußstrom nur geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Bei der Niedrigenergiesiedlung ist die Leistungsvergütung schon eher von Bedeutung. Die Leistungsvergütung wird nach dem Modell für Einspeisungen mit schwer vorhersehbarer Leistung überschlagen.

---

<sup>13</sup>Dabei wird davon ausgegangen, daß Händler von Ökostrom einen ähnlichen Preis zahlen würden.

Dabei werden die Vergütungssätze der RWE Energie vom Stand 1. Juli 1999 (Arbeitspreise auf Seite 88, Leistungspreise in den Gleichungen 7.9 und 7.10) für das erste Betriebsjahr bereits mit einem Abschlag von 3% versehen, um den sinkenden Strompreisen für Sondervertragskunden im Laufe des Jahres 1999 Rechnung zu tragen. Im Szenario **Hohe Preise für Überschußstrom** wird wie im Fall des Mehrfamilienhauses von einem Preis von 13,5 Pf/kWh im ersten Betriebsjahr ausgegangen.

## 7.7 Verkauf von Zertifikaten

Zur Zeit wird eine energiepolitische Diskussion darüber geführt, durch welche Maßnahmen das CO<sub>2</sub>-Minderungsziel der Bundesregierung erreicht werden kann. Dabei wird auch die Einführung eines Quotenmodells für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung erwogen. nach diesem Quotenmodell müssen alle EVU, die Strom an Endkunden verkaufen, nachweisen, daß von dem verkauften Strom mindestens ein Anteil in Höhe einer staatlich festgelegten Quote in KWK-Anlagen erzeugt wurde. Der Nachweis erfolgt über Zertifikate, die frei handelbar sind. Die EVU können die Quote somit durch Eigenerzeugung von KWK-Strom oder durch den Kauf entsprechender Zertifikate erfüllen. Das Modell wird ausführlich in Kapitel 4.1 beschrieben und analysiert. Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines solchen Quotenmodells werden anhand der Referenzobjekte in einer Sensitivitätsanalyse untersucht (Szenario **Quotenmodell**).

Die Betreiber von KWK-Anlagen erhalten für jede erzeugte Stromeinheit ein handelbares Zertifikat, wobei vorgeschlagen wird, für kleine Anlagen zusätzliche ungedeckte Zertifikate auszustellen (vgl. Tabelle 4.1 auf Seite 29, Traube 1999). Für die eigenerzeugte und selbst genutzte Strommenge muß die Erfüllung der Quote mit Zertifikaten nachgewiesen werden, alle übrigen Zertifikate können verkauft werden.

Die Höhe des Zertifikatspreises und sein Verlauf hängen von einer Reihe von Faktoren ab, insbesondere von der zu Beginn festgelegten Quote, dem Zeitpfad der Quotenerhöhungen, der technologischen Entwicklung und den zukünftigen Investitions- und Betriebskosten. Hierüber lassen sich kaum Aussagen treffen, dennoch soll die prinzipielle Wirkung eines solchen Quotenmodells untersucht werden, indem ein bestimmter Preispfad für KWK-Zertifikate unterstellt wird.

Nach dem Gesetzentwurf von Traube (1998) soll die KWK-Quote zunächst auf 12% festgelegt werden. Der Preis spiegelt theoretisch gerade die Grenzkosten für die Errichtung einer weiteren KWK-Anlage gegenüber den Kosten der konventionellen Stromerzeugung wider.<sup>14</sup> Wird über die Zeit eine Erhöhung der Quote angestrebt, so muß folglich auch der Zertifikatspreis steigen.

---

<sup>14</sup>Durch die Ausgabe zusätzlicher Zertifikate für kleine Anlagen liegen die Grenzkosten unter dem Zertifikatspreis.

Für das Szenario **Quotenmodell** wird geschätzt, daß sich bei einer Quote von 12% im 1. Betriebsjahr (2000) ein Zertifikatspreis von 3 Pf/kWh einstellt.<sup>15</sup> Die Quote soll in den Folgejahren um 0,5%/a erhöht werden. Es wird angenommen, daß sich der Zertifikatspreis hierdurch um jährlich 0,25 Pf/kWh erhöht. Im Jahr 2012 liegt dann die Quote bei 18% und der Zertifikatspreis bei 6 Pf/kWh.

Durch die Einführung eines Quotenmodells erhöht sich das Strompreisniveau insgesamt etwas, da die EVU nun KWK-Zertifikate nachweisen oder neue KWK-Anlagen zubauen müssen. Dabei ist zu beachten, daß der Zertifikatspreis nicht die *durchschnittlichen* Mehrkosten für die Stromerzeugung in KWK-Anlagen ausdrückt, sondern vielmehr die *Grenzkosten* für die „letzte“ Anlage, die zur Erfüllung der Quote errichtet wurde. Mit dem derzeitigen Strompreisniveau wird in Deutschland bereits ca. 9% der Strommenge in KWK-Anlagen erzeugt. Durch den Zubau von KWK-Anlagen bis zu einem Anteil von 12% entstehen Mehrkosten, die sich in dem Zertifikatspreis ausdrücken. Das durchschnittliche Strompreisniveau wird entsprechend um  $z \cdot (q_{neu} - q_0)$  ansteigen, wobei  $z$  der Zertifikatspreis,  $q_{neu}$  die eingeführte Quote und  $q_0$  der Anteil des KWK-Stroms an der Stromerzeugung ohne Quotensystem ist.

---

<sup>15</sup>Traube schlägt vor, eine Schwankungsbreite für den Zertifikatskurs von 2–5 Pf/kWh vorzugeben und diese ggf. durch Marktintervention des zuständigen Amtes einzuhalten.



# Kapitel 8

## Berechnungsmethode

### 8.1 Darstellung der Berechnungsmethode

In Kapitel 7 wurden alle relevanten Kostenfaktoren für die Anschaffung und den Betrieb von KWK-Anlagen abgeschätzt. Im folgenden wird die Methode dargestellt, mit der aus diesen Daten die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen für alle Referenzobjekte ermittelt wird.

Um die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen bewerten zu können, werden die Gesamtkosten *mit* einer KWK-Anlage den Kosten *ohne* eine KWK-Anlage (Vergleichssystem) gegenübergestellt. In Abbildung 5.1 auf Seite 42 sind die beiden Systeme dargestellt. Als Vergleichsgröße werden hier die *Kosten zur Deckung des Strombedarfs* gewählt.<sup>1</sup> Im Vergleichssystem müssen so nur die Kosten für den Vollstrombezug bestimmt werden.

In dem System mit KWK-Anlage fallen einerseits gegenüber dem Vergleichssystem durch die Anschaffung und den Betrieb der KWK-Anlage zusätzliche Kosten an. Andererseits kommen den Betreibern Erlöse aus dem Verkauf von Überschußstrom (und ggf. KWK-Zertifikaten) zu und werden Kosten gegenüber dem Vergleichssystem vermieden: Durch die Strom- und Wärmeerzeugung muß weniger Wärme in dem Zusatzkessel bereitgestellt werden und die Strombezugs-kosten können verringert werden.

Zur Bestimmung der *Kosten zur Deckung des Strombedarfs* wird in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 ein dynamisches Verfahren angewandt, mit dem die jährlich unterschiedlichen Kosten zu einem finanzmathematischem Durchschnittswert nivelliert werden.<sup>2</sup> Die Vorgehensweise ist in Abbildung 8.1 sche-

---

<sup>1</sup>Die Stromerzeugungskosten des BHKW bieten sich als Vergleichsgröße nicht an, denn die Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus dem Deckungsanteil *und* den Stromerzeugungskosten: Bei einem kleinen BHKW mit sehr niedrigen Stromerzeugungskosten und einem kleinen Deckungsanteil am Strom- und Wärmebedarf können die durchschnittlichen Kosten zur Deckung des Strombedarfs größer sein als bei einem größeren BHKW mit höheren Stromerzeugungskosten, aber auch einem größeren Deckungsanteil.

<sup>2</sup>Die VDEW (1987) verwendet für die Berechnung von durchschnittlichen Stromgestehungs-

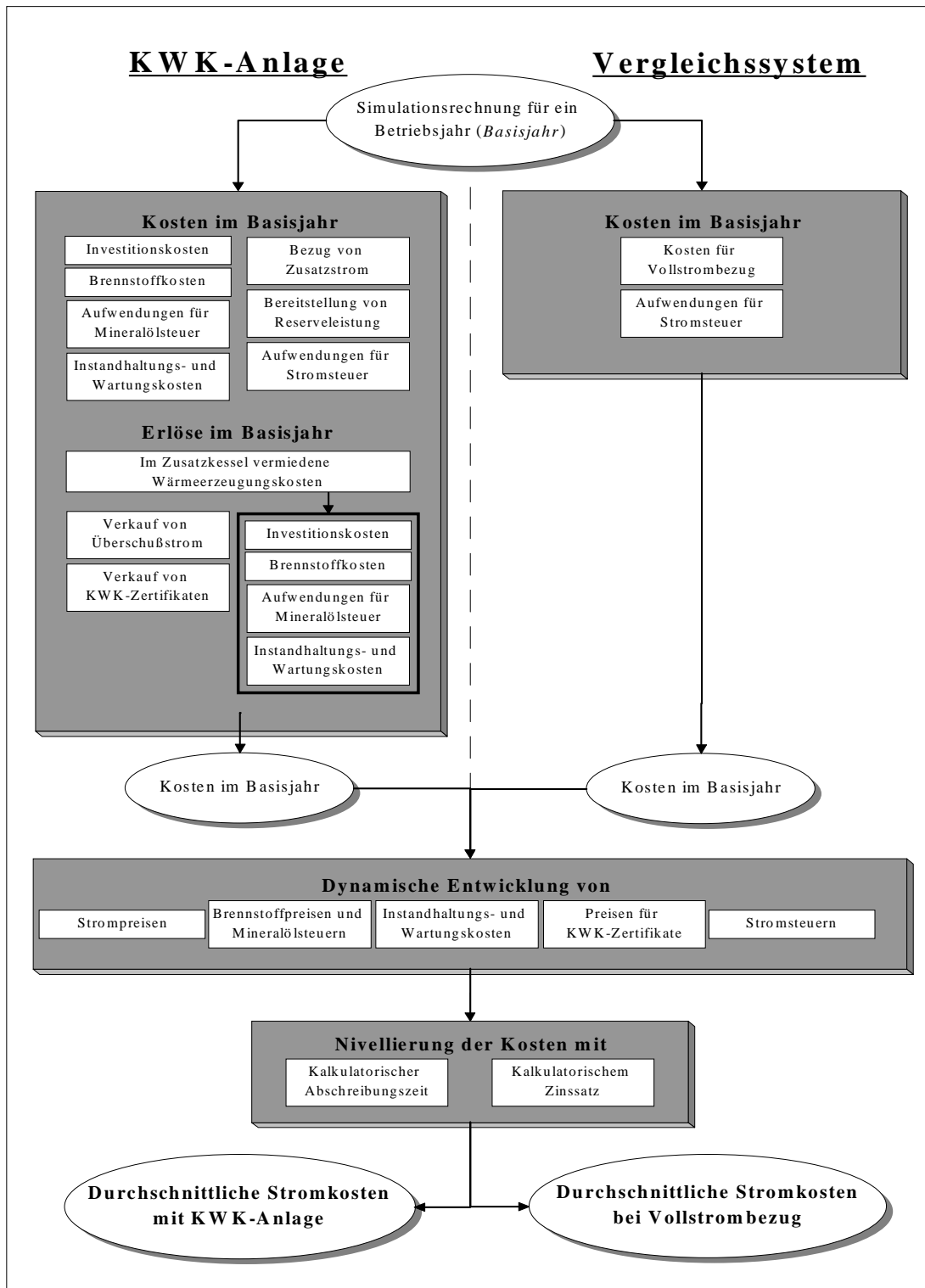


Abbildung 8.1: Schematische Darstellung des Modells zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von BHKW



matisch dargestellt. Der wesentliche Unterschied zwischen der hier verwendeten Berechnungsmethode und der VDI-Richtlinie 2067 besteht darin, daß die VDI 2067 grundsätzlich von einer *Wärmeführung* ausgeht. Diese Annahme hat weitreichende Konsequenzen und führt unter Umständen zu Fehlentscheidungen bei der Auslegung und dem Betrieb der Anlagen, da gerade bei niedrigen Preisen für Überschußstrom eine Wärmeführung häufig unwirtschaftlich ist.

Bei der hier verwendeten Berechnungsmethode wird ein komplettes Betriebsjahr simuliert und dabei mit Hilfe eines Algorithmus die optimale Betriebsweise bestimmt. Die optimale Betriebsweise hängt von dem Strom- und Wärmebedarf und den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Sowohl Strom- und Wärmebedarf, als auch wichtige wirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Vergütungssätze für Überschußstrom oder Arbeitspreise für den Strombezug unterliegen tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen.

Daher wird die optimale Betriebsweise mit Hilfe des Algorithmus für jede Viertelstunde einzeln ermittelt: In einem ersten Schritt wird bestimmt, ob sich der Betrieb der KWK-Anlage ökonomisch lohnt oder die Abschaltung mit Fremdstrombezug und Wärmeerzeugung im Zusatzkessel günstiger ist. Ist der Betrieb der Anlage wirtschaftlich, wird in einem zweiten Schritt die optimale Fahrweise ermittelt. Diese Vorgehensweise ist recht aufwendig, hat jedoch den Vorteil, daß ökonomisch wichtige Daten – wie etwa die jährliche Strom- und Wärmeproduktion, der Erlös aus dem Verkauf von Überschußstrom oder die Kosten für Zusatz- und Reservestrombezug – genau bestimmt werden können.

Die Simulationsrechnung wird für ein möglichst repräsentatives Betriebsjahr durchgeführt, das im folgenden als *Basisjahr* bezeichnet wird. Die Ergebnisse aus der Simulation des Basisjahres werden dann auf die gesamte Betriebszeit übertragen. Dabei werden mit Hilfe der kalkulatorischen Abschreibungszeit und des kalkulatorischen Zinssatzes aus den Kosten und Preisen in den einzelnen Jahren finanzmathematisch durchschnittliche Werte gebildet. Die daraus ermittelten durchschnittlichen jährlichen Kosten werden auf den jährlichen Strombedarf bezogen. Als Ergebnis werden die durchschnittlichen Stromkosten des Systems mit KWK-Anlage den durchschnittlichen Stromkosten bei Vollstrombezug gegenüber gestellt.

Im folgenden wird zunächst der Algorithmus zur Bestimmung der optimalen Betriebsweise detailliert dargestellt. Nach der Wahl eines geeigneten Basisjahrs in Abschnitt 8.3 werden die für die Simulationsrechnung benötigten variablen Kosten und Preise im Basisjahr bestimmt (Abschnitt 8.4). In den Abschnitten 8.5 und 8.6 werden die durchschnittlichen jährlichen Kosten und schließlich die Kosten zur Deckung des Strombedarfs berechnet. In Abschnitt 8.7 werden für alle Referenzobjekte geeignete KWK-Anlagen gewählt. Dabei wird auf die be-

---

kosten die gleiche Methode, geht dabei nur einen in Deutschland etwas üblicheren Weg, der zu exakt dem gleichen Ergebnis führt: Die finanzmathematisch durchschnittlichen Kosten werden gebildet, indem der Barwert aller Nettokosten durch den Barwert der erzeugten Strommenge geteilt wird.

sondere Problematik bei der Dimensionierung von KWK-Anlagen eingegangen und beispielhaft eine Optimierung für die Niedrigenergiesiedlung durchgeführt.

## 8.2 Bestimmung der optimalen Betriebsweise

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen können in verschiedener Weise betrieben werden. In der Regel werden Anlagen strom- *oder* wärmegeführt gefahren, d.h. die erzeugte Leistung der Anlage richtet sich nach dem Strom- *oder* Wärmebedarf. Darüber hinaus gibt es für bestimmte Anlagenkonfigurationen (insbesondere bei Anlagen mit großen Pufferspeicher) noch komplexere Fahrweisen, die sich sowohl am Wärme- als auch am Strombedarf orientieren.

Welche Fahrweise für die Betreiber der Anlagen am kostengünstigsten ist, hängt von variablen Betriebskosten, von dem Strom- und Wärmebedarf sowie von den technischen Gegebenheiten der Anlage ab. Investitionskosten und fixe Betriebskosten spielen hingegen keine Rolle, da sie nach Inbetriebnahme der Anlage durch die Fahrweise nicht mehr beeinflußt werden können.

Im folgenden wird ein Algorithmus entwickelt, mit dessen Hilfe zu jedem Betriebszeitpunkt unter Berücksichtigung der relevanten Kosten und technischen Beschränkungen die optimale Fahrweise für die KWK-Anlage bestimmt werden kann. Die optimale Fahrweise muß laufend neu ermittelt werden, da sowohl der Strom- und Wärmebedarf als auch die Preise für Strombezug und Stromverkauf tageszeitlichen und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen. Der Algorithmus wird daher auf alle Viertelstundenwerte des Basisjahrs angewandt. Zur Vereinfachung der Berechnung wurden folgenden Annahmen getroffen:

- Die Stromkennzahl (das Verhältnis der erzeugten Wärmeleistung zur elektrischen Leistung) ist konstant, d.h. die Stromproduktion ist proportional zur Wärmeerzeugung. In der Realität hängt die Stromkennzahl von der Auslastung der Anlage ab. Bei großen Anlagen ist die Stromkennzahl z.T. variabel, da je nach Wärmenachfrage unterschiedliche Dampfmengen angezapft werden können.
- Die variablen Kosten der Stromerzeugung werden aus den variablen Wartungskosten und den Brennstoffkosten ermittelt und sind innerhalb eines Betriebsjahres konstant. Kosten, die durch Verluste beim An- und Abfahren der Anlage, bei Laständerungen oder durch Teillastbetrieb entstehen, werden über einen typischen durchschnittlichen Nutzungsgrad berücksichtigt. In dem Algorithmus wird der Einfluß der Fahrweise auf den Nutzungsgrad vernachlässigt.
- Der Zusatzkessel kann eine beliebige Wärmeleistung ohne Stufen erzeugen. Gerade bei kleinen Anlagen kommen jedoch häufig Stufenbrenner in Kombination mit einem Pufferspeicher zum Einsatz.

- Der Jahressimulation werden die Daten aus einem repräsentativen Jahr zugrunde gelegt. Das ausgewählte Basisjahr entspricht sowohl hinsichtlich der Verbrauchswerte als auch hinsichtlich der Kosten und Preise einem durchschnittlichen Jahr. Es wird angenommen, daß die Fahrweise und die Auslastung der Anlage in allen anderen Betriebsjahren genau dem Basisjahr entspricht (vgl. Kapitel 8.3 auf Seite 103).
- Der Einfluß des BHKW-Betriebs auf den Leistungsanteil der Strombezugskosten wird in dem Algorithmus zur Bestimmung der optimalen Betriebsweise nicht berücksichtigt. Denkbar wäre jedoch auch eine Fahrweise, die bewußt Leistungsspitzen abfährt, um den Leistungsanteil an den Strombezugskosten zu senken. Hierfür ist allerdings eine Kühleinrichtung empfehlenswert, da die Stromspitzen auch bei einem geringem Wärmebedarf auftreten können.
- Es wird vorausgesetzt, daß der Betrieb der KWK-Anlage durch eine Software geregelt wird, die nach dem Prinzip des hier verwendeten Algorithmus alle relevanten Kosten und Preise berücksichtigt.

In dem Algorithmus wird in einem ersten Schritt festgestellt, ob der Betrieb der KWK-Anlage technisch möglich und kostengünstiger ist als die Alternative Strombezug mit Wärmebereitstellung im Zusatzkessel. In einem zweiten Schritt wird dann die optimale Betriebsweise ermittelt.

### 8.2.1 Einsatz des BHKW

Zunächst muß ermittelt werden, ob sich die Nutzung des BHKW gegenüber der Alternative Strombezug mit Wärmeerzeugung im Zusatzkessel wirtschaftlich gestalten läßt. Dies hängt neben den Kosten und Preisen vor allem auch von der Höhe des Strom- und Wärmebedarfs ab. Abbildung 8.2 auf Seite 100 stellt schematisch die folgenden Überlegungen dar. Drei Bedingungen müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb erfüllt sein:

1. Der Wärmebedarf  $P_W$  muß mindestens so groß wie die technisch minimale Wärmeleistung des BHKW  $P_{W,BHKW,min}$  sein, da die überschüssige Wärme sonst nur über zusätzliche Kühlaggregate abgeführt werden könnte.
2. Die variablen Stromerzeugungskosten in dem BHKW<sup>3</sup>  $c_{BHKW}$  müssen geringer sein als die Strombezugskosten  $c_{Bez}$ .
3. Ist der Strombedarf  $P_{el}$  größer als die technisch minimale elektrische Leistung des BHKW  $P_{el,BHKW,min}$ , so ist der Betrieb des BHKW mit 1. und 2.

---

<sup>3</sup>Hierin ist neben den Brennstoffkosten und den variablen Instandhaltungs- und Wartungskosten auch eine Gutschrift für die vermiedenen Wärmeerzeugungskosten enthalten.

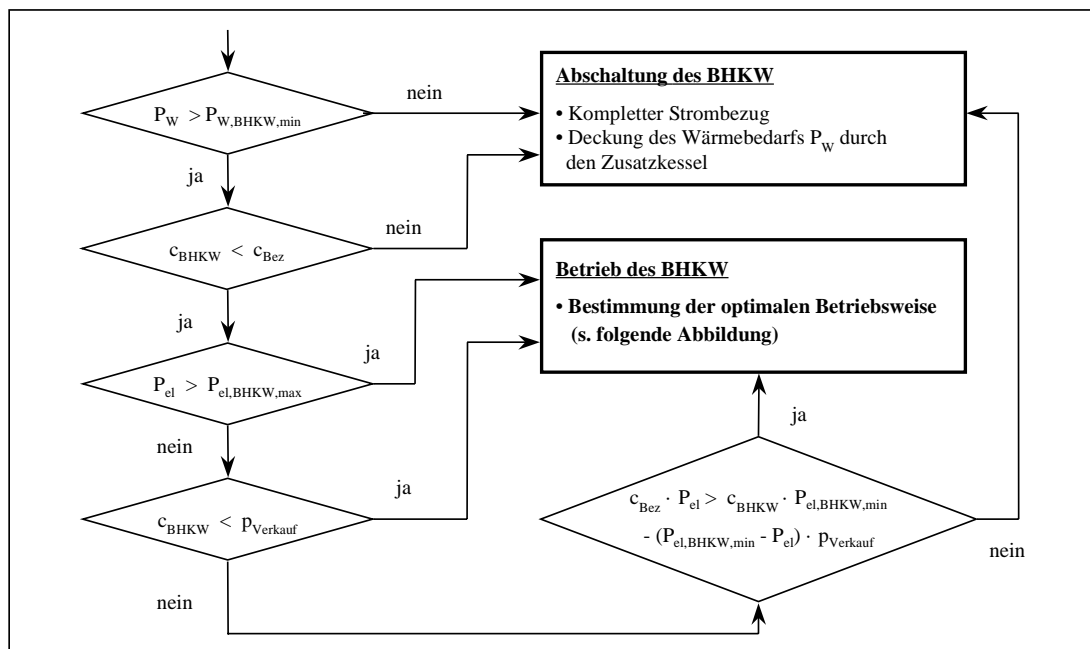


Abbildung 8.2: Algorithmus zur Entscheidung über den Einsatz der KWK-Einheit

wirtschaftlich, da die eigenen Stromerzeugungskosten kleiner als die Kosten für den Strombezug sind.

4. Wenn dies nicht der Fall ist (der Strombedarf  $P_{el}$  ist kleiner als die technisch minimale elektrische Leistung des BHKW  $P_{el,BHKW,min}$ ), muß geprüft werden, ob der Betrieb mit dieser Minimalleistung kostengünstiger als die Abschaltung des BHKW ist. Dies hängt vor allem davon ab, ob der Verkauf von Überschußstrom wirtschaftlich ist, d.h. ob die variablen Stromerzeugungskosten in dem BHKW  $c_{BHKW}$  geringer als der Preis für den Verkauf von Überschußstrom  $p_{Einsp}$  sind. Trifft dies zu, ist der Betrieb wirtschaftlich, da der Erlös aus dem Verkauf von Strom größer ist als die entstandenen Kosten.

Der Betrieb des BHKW kann allerdings auch dann wirtschaftlich sein, wenn dies nicht der Fall ist, da die Strombezugskosten  $c_{Bez}$  häufig deutlich über den Preisen für den Verkauf von Überschußstrom liegen. Die Strombezugskosten ( $P_{el} \cdot c_{Bez}$ ) müssen daher mit den Stromerzeugungskosten bei Minimalleistung ( $P_{el,BHKW,min} \cdot c_{BHKW}$ ) unter Berücksichtigung des Erlöses aus dem Verkauf der überschüssig produzierten Strommenge ( $p_{Einsp} \cdot (P_{el,BHKW,min} - P_{el})$ ) verglichen werden.

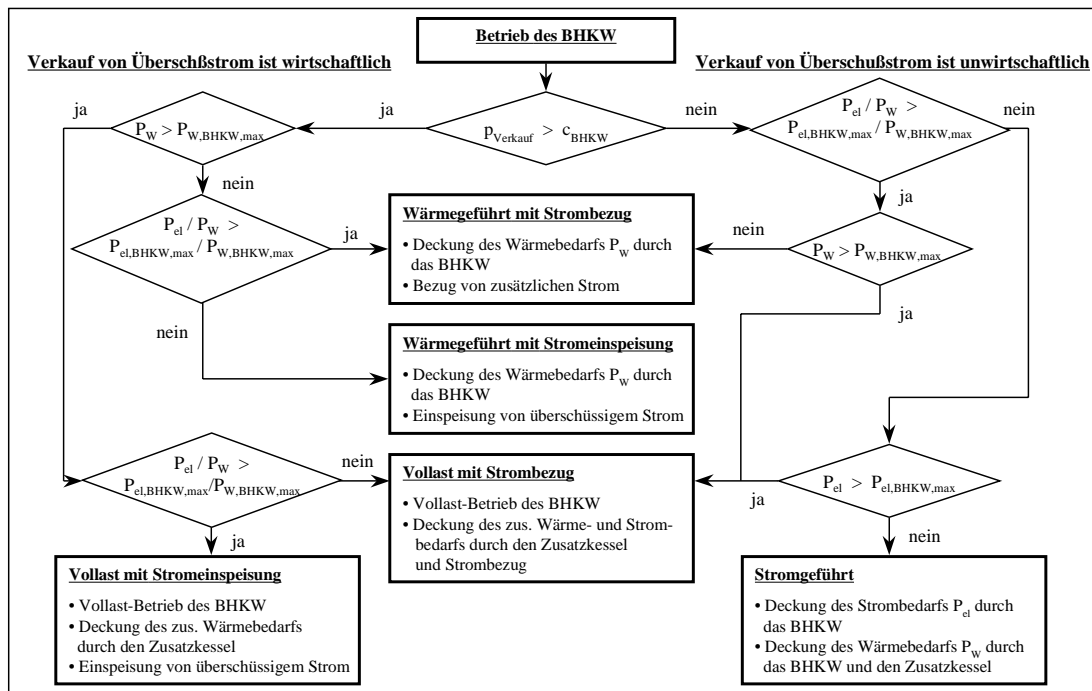


Abbildung 8.3: Algorithmus zur Bestimmung der wirtschaftlich optimalen Betriebsweise von BHKW

### 8.2.2 Optimale Betriebsweise

Für den Betrieb eines BHKW mit den hier getroffenen Annahmen kommen folgende Betriebsweisen in Frage:

- *Wärmeführung mit Strombezug.* Das BHKW deckt alleine den Wärmebedarf  $P_W$  ab. Der Strombedarf  $P_{el}$  ist größer als die erzeugte elektrische Leistung  $P_{el,\text{BHKW}}$ , es wird zusätzlicher Strom bezogen.
- *Wärmeführung mit Stromeinspeisung.* Das BHKW deckt alleine den Wärmebedarf  $P_W$  ab. Der Strombedarf  $P_{el}$  ist kleiner als die erzeugte elektrische Leistung  $P_{el,\text{BHKW}}$ . Überschüssiger Strom wird verkauft.
- *Vollast mit Strombezug.* Wärme- und Strombedarf sind größer als die Erzeugungsleistung bei Vollast. Zusätzlicher Strom wird bezogen, der Zusatzkessel deckt den zusätzlichen Wärmebedarf.
- *Vollast mit Stromeinspeisung.* Der Wärmebedarf ist größer, der Strombedarf geringer als die Erzeugungsleistung des BHKW bei Vollast. Der zusätzliche Wärmebedarf wird durch den Zusatzkessel gedeckt, der überschüssige Strom wird verkauft.

Fahrweise des BHKW	$P_{\text{Verkauf}} > c_{\text{BHKW}}$ $P_{\text{el}} / P_W > P_{\text{el,BHKW,max}} / P_{\text{W,BHKW,max}}$ $P_W > P_{\text{W,BHKW,max}}$ $P_{\text{el}} > P_{\text{el,BHKW,max}}$			
Wärmeführung mit Strombezug	0	1	0	-
	1	0	0	-
Wärmeführung mit Stromeinspeisung	1	1	0	-
Vollast mit Strombezug	1	0	1	-
	0	1	1	-
	0	0	-	1
Vollast mit Stromeinspeisung	1	1	1	-
Stromgeführt	0	0	-	0

Tabelle 8.1: Ermittlung der optimalen Betriebsweise aus technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen

- *Stromführung.* Das BHKW deckt den Strombedarf alleine ab. Der Wärmebedarf, der über die Wärmeerzeugung in dem BHKW hinausgeht, wird durch den Zusatzkessel gedeckt. Ist der Strombedarf kleiner als die elektrische Minimalleistung des BHKW, wird überschüssiger Strom verkauft.

In Abbildung 8.3 auf Seite 101 ist der Algorithmus zur Bestimmung der optimalen Betriebsweise schematisch dargestellt. In Tabelle 8.1 ist außerdem aufgeführt, welche Betriebsweise unter welchen ökonomischen und technischen Bedingungen am günstigsten ist.

Angelpunkt für die Ermittlung der optimalen Betriebsweise ist die Frage, ob der Verkauf von überschüssigem Strom wirtschaftlich ist. Dies ist dann der Fall, wenn die variablen Stromerzeugungskosten in dem BHKW  $c_{\text{BHKW}}$  kleiner sind als der Preis für Überschußstrom  $p_{\text{Verkauf}}$ . Desweiteren hängt die wirtschaftlich optimale Betriebsweise von dem Wärme- und Strombedarf und der Nennleistung der Anlage ( $P_{\text{W,BHKW,max}} \cong \tilde{P}_W$  bzw.  $P_{\text{el,BHKW,max}} \cong \tilde{P}_{\text{el}}$ ) ab.

Eine **Wärmeführung** kommt grundsätzlich dann in Frage, wenn der Wärmebedarf  $P_W$  kleiner als die Nennleistung des BHKW  $\tilde{P}_W$  ( $\cong P_{\text{W,BHKW,max}}$ ) ist. Ist der Verkauf von Überschußstrom wirtschaftlich, so wird Strom eingespeist, wenn die Stromproduktion  $P_{\text{el,BHKW}}$  größer ist als der Strombedarf  $P_{\text{el}}$ , andernfalls wird Strom bezogen. Lohnt sich der Verkauf von Überschußstrom, macht eine Wärmeführung mit Stromeinspeisung keinen Sinn. Allenfalls wird Strom bezogen, wenn der Strombedarf  $P_{\text{el}}$  gegenüber dem Wärmebedarf  $P_W$  für eine Stromführung zu groß ist.

Für den Betrieb bei **Vollast** (Nennleistung) muß der Wärmebedarf  $P_W$  die Nennleistung des BHKW  $\tilde{P}_W$  übersteigen oder ihr gerade entsprechen. Ist der

Verkauf von Überschußstrom wirtschaftlich, so wird die Anlage in jedem Fall auf Vollast gefahren. Je nach dem, ob der Strombedarf  $P_{el}$  dann größer oder kleiner als die Nennleistung der Anlage  $\hat{P}_{el}$  ( $\cong P_{el,BHKW,max}$ ) ist, wird Zusatzstrom bezogen oder Überschußstrom verkauft. Wenn der Verkauf von Überschußstrom unwirtschaftlich ist, so ist der Betrieb bei Vollast nur dann sinnvoll, wenn auch Strombedarf  $P_{el}$  die elektrische Nennleistung des BHKW  $\hat{P}_{el}$  übersteigt.

Eine **Stromführung** kommt nur in Frage, wenn der Verkauf von Überschußstrom unwirtschaftlich ist, der Strombedarf kleiner als die elektrische Nennleistung ist und ein ausreichender Wärmebedarf vorhanden ist (andernfalls müßte die Wärme weggekühlt werden). Bei der Stromführung ist auch der Verkauf von Überschuß möglich, wenn der Strombedarf kleiner als die elektrische Minimalleistung  $P_{el,BHKW,min}$  der Anlage ist und die Abschaltung mit Strombezug im Vergleich teurer ist (vgl. die vierte Bedingung in Abschnitt 8.2.1).

### 8.3 Wahl des Basisjahres

Der Betrieb des BHKW wird in einem Basisjahr simuliert. Die in dem Basisjahr gewonnenen Daten werden auf alle anderen Betriebsjahre extrapoliert. Dabei wird zwar die Entwicklung der Preise und Kosten über die Betriebszeit berücksichtigt, nicht jedoch die Rückwirkung veränderter Preise und Kosten auf die Betriebsweise des BHKW. Aus diesem Grund ist die Wahl eines möglichst repräsentativen Betriebsjahres wichtig.

In Abbildung 8.4 auf Seite 104 ist am Beispiel der Industriebetriebe indiziert dargestellt, wie sich alle relevanten Kosten und Preise im Referenzfall über die Betriebszeit entwickeln. Aufgrund der Liberalisierung sinken mit der Zeit sowohl die Strombezugskosten als auch der Preis für den Verkauf von Überschußstrom. Die Brennstoffkosten, die Wartungskosten und die Mineralölsteuer steigen hingegen leicht an. Unter diesen Rahmenbedingungen (ohne Berücksichtigung der Stromsteuer) verringern sich die jährlichen Deckungsbeiträge mit der Zeit: Bei steigenden Brennstoffpreisen und Wartungskosten erhöhen sich die Stromerzeugungskosten, die dann gegen sinkende Strompreise konkurrieren müssen.

Die Stromsteuer federt diese Entwicklung auf doppelte Weise ab: Zum einen entfällt die Stromsteuer für die eigenerzeugte Strommenge bei BHKW unter 700 kW elektrischer Leistung. Hierdurch erhält der eigenerzeugte Strom gegenüber dem Fremdbezug indirekt eine Gutschrift. Zum anderen wird das Absinken der Strompreise durch die sukzessive Erhöhung der Stromsteuer etwas abgefangen. Im Fall der Industriebetriebe ist dieser zweite Effekt eher von geringer Bedeutung, da der ermäßigte Stromsteuersatz im Vergleich zur Strompreissenkung infolge der Liberalisierung gering ist. Bei den Haushaltskunden sieht es schon anders aus: Die Stromsteuersätze sind höher und die Strompreissenkung infolge der Liberalisierung ist geringer.

Trotz der unterschiedlichen Entwicklung der wirtschaftlich wichtigen Einfluß-

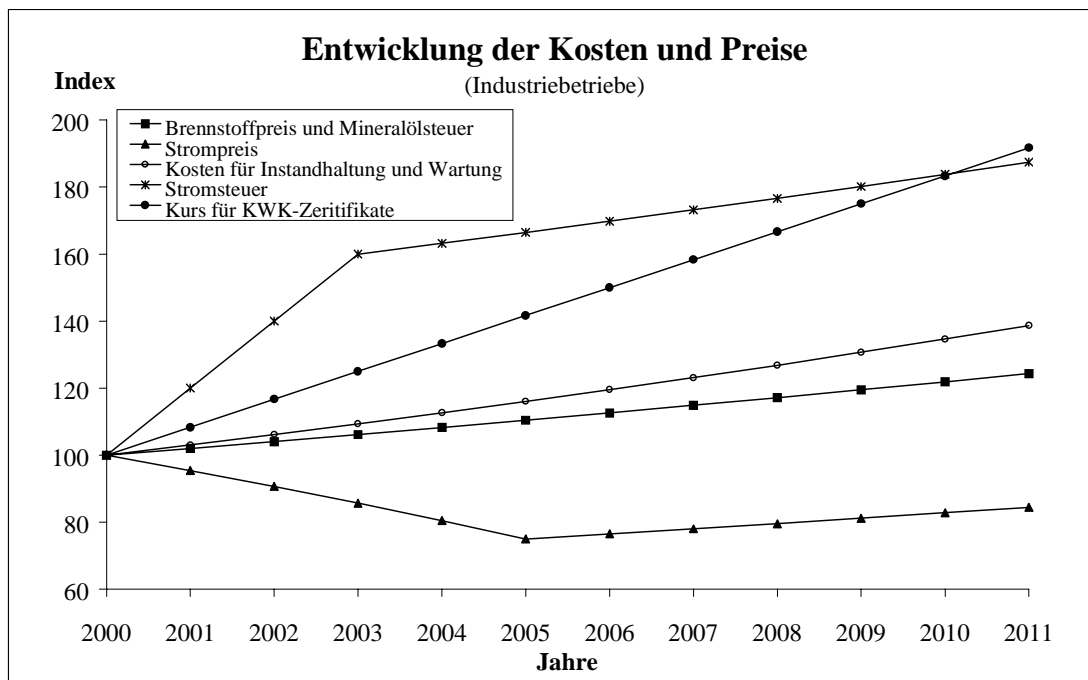


Abbildung 8.4: Nominale Entwicklung der relevanten Kosten und Preise für den Betrieb der KWK-Anlagen

größen in Abbildung 8.4 ändert sich die Auslastung und Fahrweise der KWK-Anlagen über die Betriebszeit nur geringfügig. Im Fall des Industriebetrieb A und des Mehrfamilienhauses bleibt die Auslastung praktisch konstant, bei dem Industriebetrieb B sinkt sie bis zum letzten Betriebsjahr um insgesamt 1,6%, bei der Niedrigenergiesiedlung um 0,8%. Die Wahl des Basisjahres hat somit kaum Einfluß auf das Ergebnis der Jahressimulation. Bei allen Simulationsrechnungen kann daher das erste Betriebsjahr als Basisjahr verwendet werden.

## 8.4 Variable Kosten und Preise im Basisjahr

Mit Hilfe des in Kapitel 8.2 entwickelten Algorithmus wird in der Simulationsrechnung im Basisjahr für jede Viertelstunde die optimale Betriebsweise der Anlage betimmt. Aus der Summation der Ergebnisse für jeden Viertelstundenwert werden charakteristische Betriebsgrößen für das Basisjahr gewonnen. Um mit Hilfe einer Extrapolation die Kosten des Gesamtsystems zu bestimmen, sind einige Betriebsgrößen des Basisjahres von besonderem Interesse. Hierzu zählen:

- Die in dem BHKW produzierten Strom- und Wärmemengen,
- die Menge an verkauftem Überschußstrom und der daraus gewonnene Erlös,



- die bezogene Menge an Reservestrom und die Dauer der Inanspruchnahme von Reserveleistung,
- die Menge an bezogenem Zusatzstrom sowie die Monatshöchstleistungen in 1/4-Stunden-Werten bzw. die 96-Stunden-Leistungswerte für den Strombezug

Um diese Größen mit Hilfe der Simulation zu ermitteln, werden in dem entwickelten Algorithmus alle relevanten Kosten und Preise *für das Basisjahr* benötigt. Die Bestimmung dieser Größen wird im folgenden dargelegt. Dabei werden alle Größen, die sich auf das Basisjahr beziehen, mit einem „Dach“ ( $\hat{a}$ ) gekennzeichnet.

### Variable Stromerzeugungskosten des BHKW

In die variablen Stromerzeugungskosten des BHKW  $\hat{c}_{BHKW}$  fließen Brennstoffkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten, vermiedene Wärmeerzeugungskosten und ggf. auch Mineralölsteuern, Stromsteuern und Gutschriften aus dem Verkauf von KWK-Zertifikaten ein.

Die Brennstoffkosten  $\hat{c}_{BHKW,Br}$  in Pf/kWh<sub>el</sub> ergeben sich aus dem Brennstoffpreis  $\hat{p}_{Br}$  und dem durchschnittlichen elektrischen Nutzungsgrad  $\eta_{N,el}$ . Zu dem Brennstoffpreis kommt unter Umständen eine Mineralölsteuer  $\hat{t}_{Erdgas,BHKW}$  hinzu:

$$\hat{c}_{BHKW,Br} = \frac{\hat{p}_{Br} + \hat{t}_{Erdgas,BHKW}}{\eta_{N,el}} \quad (8.1)$$

Mit jeder kWh Strom, die in dem BHKW erzeugt wird, werden durch die gekuppelte Wärmeerzeugung Brennstoffkosten und ggf. auch Zahlungen für Mineralölsteuern im Zusatzkessel vermieden:

$$\begin{aligned} \hat{c}_{BHKW,VK} &= \frac{\hat{c}_{ZK}}{s} \\ &= \frac{\hat{p}_{Br} + \hat{t}_{Erdgas,ZK}}{\eta_{N,ZK}} \cdot \frac{1}{s} \end{aligned} \quad (8.2)$$

Dabei sind  $\hat{c}_{BHKW,VK}$  die vermiedenen Wärmeerzeugungskosten in Pf/kWh<sub>el</sub>,  $\hat{c}_{ZK}$  die variablen Wärmeerzeugungskosten im Zusatzkessel,  $s$  die Stromkennzahl,  $\hat{t}_{Erdgas,ZK}$  der Erdgassteuersatz zur Erzeugung von Wärme im Zusatzkessel und  $\eta_{N,ZK}$  der durchschnittliche Nutzungsgrad des Zusatzkessels.

Bei Einführung eines Quotensystem erhalten die Betreiber von KWK-Anlagen für jede produzierte kWh Strom ein Zertifikat, das auf dem Markt zu dem Kurs  $\hat{z}$  gehandelt wird. Für die Strommenge, die in dem BHKW erzeugt *und* selbst

genutzt wird, muß die staatlich festgelegte Quote  $\hat{q}$  an Zertifikaten nachgewiesen werden. Überschüssige Zertifikate können zum Preis  $\hat{z}$  verkauft werden. Bei Anlagen mit einer elektrischen Leistung unter 1 MW werden pro erzeugter kWh Strom  $\alpha$  zusätzliche Zertifikate ausgestellt. Für den erzeugten Strom, der selbst genutzt wird oder an andere Letztverbraucher verkauft wird, ergibt sich folgende Gutschrift:

$$\hat{g}_z = \hat{z} \cdot (1 + \alpha - \hat{q}) \quad (8.3)$$

Wird der Überschußstrom hingegen im Sinne der Verbändevereinbarung in das Netz des vorgelagerten EVU eingespeist, müssen die Betreiber für diese Strommenge die KWK-Quote nicht erfüllen. Die Gutschrift beträgt dann  $\hat{z} \cdot (1 + \alpha)$  und ist somit um  $\hat{q} \cdot \hat{z}$  größer.

Die variablen Stromerzeugungskosten des BHKW im Basisjahr  $\hat{c}_{BHKW}$  ergeben sich mit den Gleichungen 8.1, 8.2 und 8.3 schließlich zu

$$\begin{aligned} \hat{c}_{BHKW} &= \hat{c}_{BHKW,Br} + \hat{c}_{BHKW,Wart} + \hat{t}_{Strom,BHKW} - \hat{c}_{BHKW,VK} - \hat{g}_z \\ &= \frac{\hat{p}_{Br} \cdot \hat{t}_{Erdgas,BHKW}}{\eta_{el}} + \hat{c}_{BHKW,Wart} + \hat{t}_{Strom,BHKW} - \\ &\quad \frac{\hat{p}_{Br} + \hat{t}_{Erdgas,ZK}}{\eta_{N,ZK} \cdot s} - \hat{z} \cdot (1 + \alpha - \hat{q}). \end{aligned} \quad (8.4)$$

Hierin sind  $\hat{c}_{BHKW,Wart}$  die variablen Wartungskosten,  $\hat{t}_{Strom,BHKW}$  ist der Stromsteuersatz, soweit die Anlage vom Stromsteuergesetz erfaßt wird.

### Strombezugskosten und Verkauf von Überschußstrom

Die variablen Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{c}_{Bez}$  setzen sich aus dem Nettostrompreis  $\hat{p}_{Bez,Netto}$  und dem Stromsteuersatz  $\hat{t}_{Strom,Bezug}$  für das betreffende Referenzobjekt zusammen:

$$\hat{c}_{Bez} = \hat{p}_{Bez,Netto} + \hat{t}_{Strom,Bezug} \quad (8.5)$$

Bei dem Verkaufspreis für Überschußstrom  $\hat{p}_{Verkauf}$  ist lediglich zu beachten, ob bei einer Betrachtung des Quotenmodells der Strom an Letztverbraucher verkauft wird oder an einen Stromhändler oder ein EVU.

## 8.5 Bestimmung der jährlichen Kosten

Zur Bestimmung der *Kosten zur Deckung des Strombedarfs* mit der KWK-Anlage und im Vergleichssystem müssen aus den Ergebnissen der Jahressimulation zunächst

die durchschnittlichen jährlichen Kosten ermittelt werden. Diese werden dann auf den jährlichen Strombedarf bezogen.

Für das Vergleichssystem werden lediglich die jährlichen Kosten für den Vollstrombezug bestimmt. Für die KWK-Anlage müssen kapitalgebundene Kosten, Brennstoffkosten, Instandhaltungs- und Wartungskosten, vermiedene Wärmeerzeugungskosten, Kosten für Zusatz- und Reservestrombezug, Erlöse aus dem Verkauf von Überschussstrom und ggf. Erlöse aus dem Verkauf von KWK-Zertifikaten ermittelt werden. Aufwendungen für die Stromsteuer werden bei dem Strombezug berücksichtigt, die Erdgassteuer fließt in die Brennstoffkosten und die vermiedenen Wärmeerzeugungskosten ein.

Die meisten Kostenfaktoren – wie Brennstoffpreise, Stromsteuersätze, usw. – unterliegen einer Dynamik und ändern sich in jedem Jahr. Daher unterscheiden sich auch die jährlichen Kosten in allen Betriebsjahren. Ziel dieser Arbeit ist es, die *durchschnittlichen* Kosten mit einem BHKW den *durchschnittlichen* Kosten ohne BHKW gegenüberzustellen. Um über die Betriebszeit repräsentative, durchschnittliche Kosten zu ermitteln, werden in Anlehnung an eine Methode, die das Electric Power Research Institute (EPRI) entwickelt hat und die bei Tsatsaronis (1996) dokumentiert ist, alle Preise und Kostenfaktoren über die Betriebszeit nivelliert. Es werden sogenannte finanzmathematisch durchschnittliche Preise und Kostenfaktoren gebildet.

Dies soll für den Fall steigender Brennstoffpreise erläutert werden. Aus den Brennstoffpreisen aller Betriebsjahre  $p_{Br,n}$  wird mit dem kalkulatorischen Zinssatz  $i$  ein Barwert gebildet. Dabei wird als relevante Betriebszeit die kalkulatorische Abschreibungszeit  $n_A$  verwendet, da für die Investitionsentscheidung nur die Kosten aus diesem Zeitraum von Interesse sind. Der so gebildete Barwert wird dann in einen über die Betriebszeit konstanten Brennstoffpreis  $\bar{p}_{Br}$  umgerechnet, indem er mit dem Annuitätenfaktor multipliziert wird:

$$\bar{p}_{Br} = a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{p_{Br,n}}{(1+i)^n} \quad (8.6)$$

wobei

$$a = \frac{i \cdot (1+i)^{n_A}}{(1+i)^{n_A} - 1} \quad (8.7)$$

Der so gebildete *nivellierte* Brennstoffpreis  $\bar{p}_{Br}$  ist für die erwartete Betriebszeit repräsentativ, da er einen finanzmathematischen Durchschnitt der Brennstoffpreise aus den einzelnen Jahren wiedergibt. Mit Hilfe solcher Kostennivellierungen werden im folgenden die jährlichen Kosten bestimmt.

### 8.5.1 Kapitalgebundene Kosten

Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten setzen sich zusammen aus den Investitionskosten für das BHKW und ggf. den vermiedenen Investitionskosten beim

Zusatzkessel (vgl. Kapitel 7.1 und 7.4).

Die Investitionskosten für das BHKW hängen von der elektrischen Nennleistung der Anlage  $\tilde{P}_{el}$  und der Anzahl der Module  $n_M$  ab. Mit Gleichung 7.1 auf Seite 65 und unter Berücksichtigung des Kostendegressionsfaktors  $f$  (s. Seite 65) und der Kosten für Planung und bauliche Maßnahmen von 12% lassen sich die Investitionskosten für das BHKW zu

$$I_{BHKW} = n_M \cdot f(n_M) \cdot 8724 \cdot \tilde{P}_{el}^{0,676} \cdot 1,12 \quad (8.8)$$

zusammenfassen.

Bei Verwendung mehrerer BHKW-Module kann der Zusatzkessel kleiner dimensioniert werden, da für die Zuverlässigkeit der Wärmeversorgung im allgemeinen eine einfache Redundanz ausreicht. Die beim Zusatzkessel vermiedenen Investitionskosten ergeben sich aus der Differenz der Kosten für einen Zusatzkessel ohne und mit zusätzlichen BHKW-Modulen. Mit Gleichung 7.3 auf Seite 74 betragen die vermiedenen Investitionskosten

$$\Delta I_{ZK} = 1300 \cdot \left[ P_{W,max}^{0,774} - (P_{W,max} - (n_M - 1) \cdot \tilde{P}_W)^{0,774} \right]. \quad (8.9)$$

Die jährlichen kapitalgebundenen Kosten  $\bar{C}_K$  werden mit Hilfe des Annuitätenfaktors  $a$  aus den Nettoinvestitionskosten bestimmt:

$$\bar{C}_K = (I_{BHKW} - \Delta I_{ZK}) \cdot a \quad (8.10)$$

### 8.5.2 Brennstoffkosten

Die jährlichen Brennstoffkosten werden aus dem Brennstoffverbrauch im Basisjahr  $\hat{B}$  und dem nivellierten (finanzmathematisch durchschnittlichen) Brennstoffpreis  $\bar{p}_{Br}$  bestimmt. Der Brennstoffverbrauch kann aus dem Nutzungsgrad der Gesamtanlage  $\eta_{N,Ges}$  und den Strom- und Wärmemengen  $\hat{W}_{BHKW}$  und  $\hat{Q}_{BHKW}$ , die das BHKW im Basisjahr bereitgestellt hat, ermittelt werden:

$$\hat{B} = \frac{\hat{Q}_{BHKW} + \hat{W}_{BHKW}}{\eta_{N,Ges}} \quad (8.11)$$

Der nivellierte Brennstoffpreis  $\bar{p}_{Br}$  wird nach Gleichung 8.6 berechnet. Die durchschnittlichen jährlichen Brennstoffkosten  $\bar{C}_{Br}$  ergeben sich dann zu

$$\begin{aligned} \bar{C}_{Br} &= \hat{B} \cdot \bar{p}_{Br} \\ &= \frac{\hat{Q}_{BHKW} + \hat{W}_{BHKW}}{\eta_{N,Ges}} \cdot a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{p_{Br,n}}{(1+i)^n}. \end{aligned} \quad (8.12)$$

### 8.5.3 Instandhaltungs- und Wartungskosten

Die durchschnittlichen jährlichen Kosten für Instandhaltung und Wartung  $\bar{C}_{Wart}$  werden nach dem gleichen Prinzip wie die Brennstoffkosten aus einer finanzmathematischen Nivellierung über die Betriebszeit gewonnen. Für den Betrieb des BHKW wird der Abschluß eines Vollwartungsvertrags unterstellt, nach dem nur variable Instandhaltungs- und Wartungskosten in Abhängigkeit von der erzeugten elektrischen Arbeit anfallen (vgl. Kapitel 7.3). Die Vermeidung von fixen Instandhaltungs- und Wartungskosten im Zusatzkessel wird vernachlässigt.

Aus den jährlichen spezifischen Instandhaltungs- und Wartungskosten  $c_{Wart,n}$  werden die nivellierten spezifischen Kosten über die Betriebszeit  $\bar{c}_{Wart}$  gebildet:

$$\bar{c}_{Wart} = a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{c_{Wart,n}}{(1+i)^n} \quad (8.13)$$

Die durchschnittlichen jährlichen Kosten für Instandhaltung und Wartung  $\bar{C}_{Wart}$  ergeben sich dann mit der im Basisjahr produzierten Strommenge  $\hat{W}_{BHKW}$  zu

$$\begin{aligned} \bar{C}_{Wart} &= \hat{W}_{BHKW} \cdot \bar{c}_{Wart} \\ \bar{C}_{Wart} &= \hat{W}_{BHKW} \cdot a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{c_{Wart,n}}{(1+i)^n}. \end{aligned} \quad (8.14)$$

### 8.5.4 Vermiedene Wärmeerzeugungskosten

Durch die gekuppelte Wärmeerzeugung in dem BHKW werden Brennstoffkosten, Aufwendungen für die Mineralölsteuer und ggf. Investitionskosten für den Zusatzkessel gegenüber dem Vergleichssystem vermieden. Die Vermeidung von Investitionskosten für den Zusatzkessel wurde bereits bei den kapitalgebundenen Kosten berücksichtigt. Die Vermeidung von Brennstoffkosten und die Einsparung von Mineralölsteuern müssen getrennt betrachtet werden, da sie einer unterschiedlichen Kostenentwicklung über die Betriebszeit unterliegen.

Für jede Kilowattstunde Wärme, die im Zusatzkessel erzeugt wird, fallen folgende Brennstoffkosten an:

$$c_{Br,ZK} = \frac{p_{Br}}{\eta_{N,ZK}} \quad (8.15)$$

Die jährlichen, durchschnittlich vermiedenen Brennstoffkosten betragen dann

$$\bar{C}_{VK,Br} = \hat{Q}_{BHKW} \cdot \frac{\bar{p}_{Br}}{\eta_{N,ZK}}. \quad (8.16)$$

Neben den Brennstoffkosten werden Aufwendungen für Mineralölsteuer eingepart. Dabei wird auch für die Mineralölsteuer ein finanzmathematisch durchschnittlicher Steuersatz  $\bar{t}_{Erdgas,ZK}$  aus den einzelnen Betriebsjahren gebildet.

$$\begin{aligned}
\bar{C}_{VK,St} &= \hat{Q}_{BHKW} \cdot \frac{\bar{t}_{Erdgas,ZK}}{\eta_{N,ZK}} \\
&= \hat{Q}_{BHKW} \cdot \frac{\sum_{n=1}^{n_A} \frac{t_{Erdgas,ZK}}{(1+i)^n}}{\eta_{N,ZK}}
\end{aligned} \tag{8.17}$$

Die gesamten jährlich vermiedenen Kosten betragen dann

$$\bar{C}_{VK} = \hat{Q}_{BHKW} \cdot \frac{\bar{p}_{Br} + \bar{t}_{Erdgas,ZK}}{\eta_{N,ZK}}. \tag{8.18}$$

### 8.5.5 Strombezugskosten

Die Bestimmung der jährlichen Strombezugskosten gestaltet sich für den Vollstrombezug im Vergleichsfall und den Zusatz- und Reservestrombezug ähnlich. Die Konditionen für den Zusatzstrombezug entsprechen in der Regel weitgehend den Konditionen bei Vollstrombezug. Besonders muß lediglich die Vorhaltung und Inanspruchnahme von Reserveleistung behandelt werden. Im folgenden werden zunächst die Kosten im Basisjahr bestimmt, daraufhin werden diese über die gesamte Betriebszeit nivelliert.

#### Strombezugskosten im Basisjahr

Die Strombezugskosten im Basisjahr werden aus der Jahressimulation unter Verwendung der Viertelstundenwerte für den Strom- und Wärmebedarf gewonnen. Für jede Viertelstunde wird die bezogene Strommenge  $W_{Bez,k}$  bestimmt und mit dem für diesen Zeitpunkt gültigen Preis  $p_{Bez,k}$  multipliziert. Aus der Summe ergeben sich die arbeitsanteiligen Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{C}_{Bez,A}$ :

$$\hat{C}_{Bez,A} = \sum_{k=1}^{35040} p_{Bez,k} \cdot W_{Bez,k} \tag{8.19}$$

Durch dieses Vorgehen werden die z.T. tageszeitlich- und jahreszeitlich unterschiedlichen Preise in den Tarifsystemen berücksichtigt. Dabei wird in diesem Modell auch durch entsprechende Zuschläge beachtet, daß die Arbeitspreise degressiv gestaltet sind (vgl. Tabelle 7.4 auf Seite 79).

Neben der bezogenen Strommenge werden auch die Monatshöchstleistungen  $M_i$  und die Leistungswerte für die 96-Stunden-Leistungsmessung  $L_w$  ermittelt. Hieraus kann der Leistungsanteil der Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{C}_{Bez,L}$  ermittelt werden. Bei Sondervertragskunden erfolgt die Leistungsmessung in der Regel über Viertelstundenwerte. Die Verrechnungsleistung wird unterschiedlich ermittelt. Hier wird davon ausgegangen, daß die Verrechnungsleistung aus dem Mittel der beiden Monatshöchstleistungen des Jahres bestimmt wird. Aus dem

Leistungspreis  $\hat{p}_L$  wird dann der Leistungsanteil der Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{C}_{Bez,L}$  wie folgt berechnet:

$$\hat{C}_{Bez,L} = \frac{M_1 + M_2}{2} \cdot \hat{p}_L \quad (8.20)$$

Bei Ausfall eines BHKW-Moduls muß beachtet werden, daß bei Sondervertragskunden die gemessene Leistung zu diesem Zeitpunkt dann um die bestellte Reserveleistung verringert wird.

Bei einer 96-Stunden-Leistungsmessung ergibt sich der Leistungsanteil der Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{C}_{Bez,L}$  aus dem höchsten gemessenen Leistungswert  $L_{w,max}$  und dem entsprechenden Leistungspreis  $\hat{p}_{Lw}$ :

$$\hat{C}_{Bez,L} = L_{w,max} \cdot \hat{p}_{Lw} \quad (8.21)$$

Für die Inanspruchnahme von Reserveleistung gelten besondere Konditionen. In dieser Arbeit wird von *einem* Preis für Reserveleistung ausgegangen und keine Unterscheidung zwischen Langzeit- und Kurzzeitreserveleistung getroffen. Ausschlaggebend für die jährlichen Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung und den Bezug von Reservestrom  $\hat{C}_{Bez,R}$  ist bei dem hier zugrunde gelegten Tarifsystem der RWE Energie die Dauer der Inanspruchnahme. Bis zu einer Dauer von 300 Stunden pro Jahr gilt ein fester Leistungspreis  $\hat{p}_{L,Res}$ , der unabhängig von der Ausnutzung gezahlt werden muß. Für jede weitere Stunde, die die Reserveleistung in Anspruch genommen wird, erhöht sich der Leistungspreis um einen weiteren Anteil  $\hat{p}_{L,Res,zus}$ . Die Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung hängen demnach von der Dauer der Inanspruchnahme  $\hat{T}_{Res}$  ab. Die Höhe der bestellten Reserveleistung entspricht hier der Nennleistung *eines* BHKW-Moduls  $\tilde{P}_{el}$ .

$$\hat{C}_{Bez,R} = \begin{cases} \hat{T}_{Res} \leq 300 & : \hat{p}_{L,Res} \cdot \tilde{P}_{el} \\ \hat{T}_{Res} > 300 & : [ \hat{p}_{L,Res} + (\hat{T}_{Res} - 300) \cdot \hat{p}_{L,Res,zus} ] \cdot \tilde{P}_{el} \end{cases} \quad (8.22)$$

Neben den Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung entstehen in geringerem Umfang zusätzliche Kosten, da die Arbeitspreise für den Bezug von Reservestrom höher sind als die Arbeitspreise für den Zusatzstrombezug. Diese zusätzlichen Kosten werden in diesem Modell analog zu Gleichung 8.19 ebenfalls berücksichtigt.

Bei Betrieb eines BHKW setzen sich die Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{C}_{Bez}$  aus dem Arbeitsanteil, dem Leistungsanteil und dem Anteil für die Vorhaltung von Reserveleistung zusammen:

$$\hat{C}_{Bez} = \hat{C}_{Bez,A} + \hat{C}_{Bez,L} + \hat{C}_{Bez,R} \quad (8.23)$$

Im Vergleichsfall, also bei Vollstrombezug ohne BHKW, entfällt der Anteil für die Reserveleistung.

### Bestimmung der durchschnittlichen Strombezugskosten aus den Kosten im Basisjahr

Wie die Brennstoffpreise und die Instandhaltungs- und Wartungskosten unterliegt auch das Strompreisniveau einer Dynamik, die insbesondere durch die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft geprägt wird. Die Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{C}_{Bez}$  sind daher nicht für die gesamte Betriebszeit repräsentativ. Sie werden mit Hilfe eines Strompreisindex in für die Betriebszeit repräsentative, durchschnittliche Strombezugskosten  $\bar{C}_{Bez}$  umgerechnet. Dabei muß beachtet werden, daß es sich bei den ermittelten Strombezugskosten im Basisjahr  $\hat{C}_{Bez}$  um nominale Werte handelt, die durchschnittlichen Strombezugskosten jedoch in realen Werten (ohne Berücksichtigung der allgemeinen Preisinflation) bestimmt werden sollen.

Der Strompreisindex wird wie folgt definiert:

$$I_S = \frac{\text{Reales durchschnittliches Strompreisniveau}}{\text{Nominales Strompreisniveau im Basisjahr}} \quad (8.24)$$

Das durchschnittliche Strompreisniveau wird aus der Nivellierung der realen Strompreise aller Betriebsjahre berechnet.

$$I_S = \frac{a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{p_{s,n}}{(1+i)^n \cdot (1+r)^n}}{p_{s,BJ}} \quad (8.25)$$

Dabei ist  $p_{s,n}$  das nominale Strompreisniveau im  $n$ -ten Betriebsjahr,  $p_{s,BJ}$  das nominale Strompreisniveau im Basisjahr und  $r$  die allgemeine Inflationsrate. Die durchschnittlichen Strombezugskosten ergeben sich dann zu

$$\bar{C}_{Bez} = \hat{C}_{Bez} \cdot I_S \quad (8.26)$$

$$= \hat{C}_{Bez} \cdot \frac{a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{p_{s,n}}{(1+i)^n \cdot (1+r)^n}}{p_{s,BJ}} \quad (8.27)$$

### 8.5.6 Aufwendungen für die Stromsteuer

Anlagen zur Eigenerzeugung von Strom mit einer Nennleistung unter  $700 \text{ kW}_{el}$  werden von dem Stromsteuergesetz nicht erfaßt. Die hier betrachteten KWK-Anlagen müssen daher lediglich für den Bezug von Zusatz- und Reservestrom die Stromsteuer bezahlen. Bei Vollstrombezug im Vergleichsfall muß für den gesamten Strombedarf die Stromsteuer entrichtet werden.

Die in den Betriebsjahren unterschiedlichen Stromsteuersätze werden über die Betriebszeit nivelliert. Die durchschnittlichen Aufwendungen für die Stromsteuer ergeben sich aus der bezogenen Strommenge  $\hat{W}_{Bez}$  und dem durchschnittlichen Steuersatz  $\bar{t}_{Strom}$  dann zu



$$\begin{aligned}
\bar{C}_{StrSt} &= W_{Bez} \cdot \bar{t}_{Strom} \\
&= W_{Bez} \cdot a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{t_{Strom,n}}{(1+i)^n \cdot (1+r)^n}.
\end{aligned} \tag{8.28}$$

### 8.5.7 Verkauf von Überschußstrom

Die Erlöse aus dem Verkauf von Überschußstrom werden wie die Strombezugskosten aus der Simulation des Basisjahres gewonnen, da die hierfür geltenden Preise tages- und jahreszeitlich schwanken. Die Summe der Erlöse im Basisjahr  $\hat{C}_{Verk,Str}$  kann wie bei den Strombezugskosten über den Strompreisindex  $I_S$  in durchschnittliche Erlöse umgerechnet werden, da angenommen wurde, daß Bezugs- und Verkaufspreise die gleiche Dynamik aufweisen.

Der durchschnittliche Erlös aus dem Verkauf von Überschußstrom  $\bar{C}_{Verk,Str}$  berechnet sich dann wie in Gleichung 8.26 zu

$$\begin{aligned}
\bar{C}_{Verk,Str} &= I_S \cdot \hat{C}_{Verk,Str} \\
&= I_S \cdot \sum_{k=1}^{35040} p_{Verk,k} \cdot W_{\ddot{U}_S,k}
\end{aligned} \tag{8.29}$$

### 8.5.8 Erlöse aus dem Verkauf von Zertifikaten

Wird das in Kapitel 4.1 vorgestellte Quotensystem für KWK-Strom eingeführt, erhalten die Betreiber von KWK-Anlagen für jede eigenerzeugte *und* eigengenutzte Kilowattstunde Strom eine Gutschrift, die nach Gleichung 8.3 von der Höhe der Quote  $q$ , dem Zertifikatspreis  $z$  und dem Anteil der zusätzlich ausgestellten Zertifikate  $\alpha$  abhängt:

$$g_{z,eig} = z \cdot (1 + \alpha - q) \tag{8.30}$$

Für den Verkauf von überschüssigen Strom muß die staatlich festgelegte Quote nicht durch den Betreiber nachgewiesen werden, sodaß die hierfür ausgestellten Zertifikate komplett verkauft werden können. Die Gutschrift beträgt dann

$$g_{z,verk} = z \cdot (1 + \alpha) \tag{8.31}$$

Da sich über die Betriebszeit sowohl der Zertifikatspreis als auch die Höhe der Quote ändert, wird eine durchschnittliche Gutschriften  $\bar{g}_{z,eig}$  und  $\bar{g}_{z,verk}$  gebildet, aus denen sich der durchschnittliche Erlös aus dem Verkauf von KWK-Zertifikaten  $\bar{C}_{Verk,Zert}$  ergibt:

$$\bar{C}_{Verk,Zert} = (\hat{W}_{BHKW} - \hat{W}_{\ddot{U}_S}) \cdot \bar{g}_{z,eig} + \hat{W}_{\ddot{U}_S} \cdot \bar{g}_{z,verk}, \tag{8.32}$$

wobei

$$\bar{g}_{z,eig} = a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{z_n \cdot (1 + \alpha - q_n)}{(1 + i)^n} \quad \text{und} \quad (8.33)$$

$$\bar{g}_{z,verk} = a \cdot (1 + \alpha) \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{z_n}{(1 + i)^n}. \quad (8.34)$$

Nach Einsetzen von 8.33 und 8.34 in 8.32 erhält man

$$\begin{aligned} \bar{C}_{Verk,Zert} &= \hat{W}_{BHKW} \cdot a \cdot (1 + \alpha) \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{z_n}{(1 + i)^n} \\ &\quad - (\hat{W}_{BHKW} - \hat{W}_{\ddot{U}S}) \cdot a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{z_n \cdot q_n}{(1 + i)^n}. \end{aligned} \quad (8.35)$$

## 8.6 Kosten zur Deckung des Strombedarfs

Werden die in den Kapiteln 8.5.1 – 8.5.8 bestimmten jährlichen Kosten aufsummiert, so ergeben sich hieraus die durchschnittlichen jährlichen Kosten zur Deckung des Strombedarfs für die KWK-Anlage und für den Vergleichsfall ohne BHKW.

Bei Betrieb einer KWK-Anlage setzen sich die Gesamtkosten wie folgt zusammen:

$$\bar{C}_{BHKW} = \bar{C}_K + \bar{C}_{Br} + \bar{C}_{Wart} - \bar{C}_{VK} + \bar{C}_{Bez} + \bar{C}_{StrSt} - \bar{C}_{Verk,Str} - \bar{C}_{Verk,Zert} \quad (8.36)$$

Im Vergleichssystem ohne KWK-Anlage setzen sich die durchschnittlichen jährlichen Kosten  $\bar{C}_{VS}$  aus den Strombezugskosten  $\bar{C}_{Bez}$  und den Aufwendungen für die Stromsteuer  $\bar{C}_{StrSt}$  zusammen:

$$\bar{C}_{VS} = \bar{C}_{Bez} + \bar{C}_{StrSt} \quad (8.37)$$

Aus dem Vergleich der jährlichen Kosten kann die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage beurteilt werden. Das Ergebnis wird noch verdeutlicht, indem die jährlichen Kosten zur Deckung des Strombedarfs auf den jährlichen Strombedarf  $W_{max}$  bezogen werden. Hieraus ergeben sich dann durchschnittliche spezifische Kosten in Pf/kWh<sub>el</sub>:

$$\bar{c}_{BHKW} = \frac{\bar{C}_{BHKW}}{W_{max}} \quad (8.38)$$

und

$$\bar{c}_{VS} = \frac{\bar{C}_{VS}}{W_{max}} \quad (8.39)$$

Aussagekräftig ist auch die relative jährliche Kostenersparnis mit BHKW gegenüber dem Vollstrombezug:

$$r = \frac{\bar{C}_{VS} - \bar{C}_{BHKW}}{\bar{C}_{VS}} \quad (8.40)$$

## 8.7 Wahl der Anlagengröße

Bei der optimalen Auslegung von KWK-Anlagen handelt es sich prinzipiell um ein ähnliches Problem wie bei der Bestimmung der optimalen Erzeugungsstruktur in einem Kraftwerkspark. Bei der Optimierung eines Kraftwerksparks stehen verschiedene Kraftwerkstypen zur Verfügung. Zur Deckung bestimmter Lastanteile werden jeweils die Kraftwerke mit den geringsten Stromgestehungskosten eingesetzt. In der Grundlast fallen die variablen Kosten mehr ins Gewicht als in der Spitzenlast, wo die Kraftwerke nur über eine kurze Zeit des Jahres betrieben werden. Daher werden in der Grundlast effizientere Kraftwerke mit höheren Investitionskosten, aber niedrigeren Brennstoffkosten eingesetzt. In der Spitzenlast führt der Einsatz von günstigeren Kraftwerken mit niedrigeren Wirkungsgraden zu geringeren Stromgestehungskosten.

Im Fall von KWK-Anlagen kann ein gegebener Wärmebedarf prinzipiell durch gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in dem BHKW und durch die Erzeugung von Wärme in einem Zusatzkessel gedeckt werden. Die KWK-Anlage zeichnet sich durch deutlich höhere Investitionskosten, aber geringere variable Kosten aus, da Strom und Wärme zusammen mit einem höheren Wirkungsgrad erzeugt werden.

Ähnlich wie in einem Kraftwerkspark wird auch bei KWK-Anlagen versucht, die Kosten zu minimieren, indem die Wärmegrundlast durch das BHKW und die Spitzenlast durch einen Zusatzkessel gedeckt wird. Dabei muß auch die Bedarfscharakteristik des Kuppelprodukts Strom beachtet werden. Das Ziel einer optimalen Auslegung von KWK-Anlagen ist die Minimierung der Kosten zur Deckung eines bestimmten Strom- und Wärmebedarfs.

Die Kosten einer KWK-Anlage hängen von verschiedenen Einflußgrößen ab, wobei die Anlagengröße und die Anzahl der Module zu den wichtigsten zählen. Bei der Wahl der Anlagengröße muß abgewogen werden, daß sich einerseits die spezifischen Investitionskosten mit der Anlagengröße vermindern (vgl. Abbildung 7.1 auf Seite 64), andererseits mit kleineren Anlagen eine höhere Auslastung erreicht werden kann. Aufgrund dieser beiden „gegenläufigen“ Effekte gibt es bei der Wahl der Anlagengröße ein Kostenminimum.

Ähnlich verhält es sich mit der Anzahl der Module. Für die Verwendung mehrerer Module spricht vor allem, daß das Ausfallrisiko gemindert werden kann.

Hierdurch muß zum einen nur eine geringere Reserveleistung bestellt werden, zum anderen kann der Zusatzkessel gegenüber dem Kessel im Vergleichssystem kleiner dimensioniert werden. Ein weiterer wichtiger Vorteil besteht darin, daß die Strom- und Wärmeerzeugung flexibler an den Bedarf angepaßt werden kann. Bei Verwendung von zwei Modulen, die jeweils bis 50% ihrer Nennleistung modular betrieben werden können, kann ein Leistungsspektrum von 25 – 100% anstelle von 50 – 100 % abgedeckt werden. Gegen den Einsatz von vielen Modulen spricht, daß hierdurch gegenüber einer Variante mit einem Modul die Investitionskosten ansteigen (vgl. wiederum Abbildung 7.1 auf Seite 64).

Dieses Auslegungsproblem wird in der Literatur ausführlich behandelt (Lorenz 1998; Vogelsang 1997,1; Vogelsang und Pruschek 1997,2; Bode und Müller 1996; Lillich 1996; Eicher und Stadler 1995; Duwensee und Garczarek 1994). Die meisten Autoren gehen bei der Lösung des Problems nach folgendem Schema vor, das auch hier verwendet werden soll:

1. Abschätzung der Tages- und Jahresgänge für den Strom- und Wärmebedarf.
2. Dimensionierung und Optimierung der Anlagengröße und der Anzahl der Module.
3. Auswahl eines BHKW.

### 8.7.1 Abschätzung der Tagesgänge für den Strom und Wärmebedarf

In der Regel liegen zum Zeitpunkt der Planung einer KWK-Anlage keine genauen Meßdaten für den Strom- und Wärmebedarf vor. Häufig sind nur Tages-, Monats- oder Jahresverbrauchswerte bekannt. Für eine sinnvolle Dimensionierung der Anlagengröße ist der Verlauf des Wärme- und Strombedarfs wichtig, da die Einsatzmöglichkeiten eines BHKW von der Gleichzeitigkeit des Strom- und Wärmebedarfs abhängen.

Die meisten Autoren greifen auf die VDI-Richtlinie 2067 (1998) Blatt 1 und Blatt 7 zurück, um Tagesgänge für den Strom- und Wärmebedarf zu gewinnen. Hierin wird vorgeschlagen, typische Tagesganglinien und ihre jeweiligen Häufigkeiten zu ermitteln. Für jeden Tagesgangtyp wird dann eine *wärmegeführte* Fahrweise nachgebildet. Hieraus werden die in dem BHKW produzierten Strom- und Wärmemengen, die Überschußstromeinspeisung, der Zusatzstrombezug und die im Zusatzkessel erzeugte Wärmemenge bilanziert. Brunnengräber und Loga (1996) haben die Tauglichkeit der VDI-Richtlinie durch einen Vergleich mit direkt gemessenen Werten untersucht. Bei der Generierung der Jahresdauerlinie mit den fünf Beispiel-Tagesgängen der VDI-Richtlinie 2067 ist die Übereinstimmung mit den gemessenen Werten gering. In einem zweiten Schritt wurden gemessene Tagesganglinien anstelle der Tagesgänge in der VDI-Richtlinie 2067 verwendet. Das

Zeitraster der VDI-Richtlinie wurde beibehalten. Hierdurch konnte eine Verbesserung erzielt werden. Die größte Übereinstimmung konnte bei Verwendung von monatlichen Typtagen gewonnen werden. Die Autoren kommen zu dem Schluß, daß „das Zeitraster der VDI 2067, Blatt 7, das mehrere Monate zu einer Winter-, Übergangs- und Sommerzeit zusammenfaßt, für die Ermittlung von Jahresdauerlinien wenig geeignet ist.“

Um die Wirtschaftlichkeit neuer KWK-Anlagen möglichst gut abzubilden, wird in dieser Arbeit die Fahrweise des BHKW nicht nach der VDI 2067 anhand von einzelnen Typtagen nachgebildet, sondern mit Hilfe von gemessenen oder genau berechneten *Jahresganglinien* über ein Jahr simuliert.

### 8.7.2 Optimierung der Anlagengröße und der Anzahl der Module.

Die Optimierung der Anlagengröße ist bei BHKW aus verschiedenen Gründen schwierig. Das Hauptproblem besteht darin, die Auslastung und Fahrweise der Anlage zu bestimmen. Dies ist wichtig, da nur bei Kenntnis der genauen Fahrweise alle relevanten Kosten und Erlöse ermittelt werden können, insbesondere die Kosten für den Zusatzstrombezug und die Erlöse aus dem Verkauf von Überschußstrom.

Dieses Problem wird in der Literatur häufig dadurch umgangen, daß stark vereinfachende Annahmen getroffen werden, mit denen zwar mathematisch „schöne“ Lösungen entwickelt werden können, das Ergebnis aber nur sehr eingeschränkt brauchbar ist. Aus meiner Sicht können die Modelle zur optimalen Dimensionierung von KWK-Anlagen aus folgenden Gründen nur Anhaltswerte für die Auslegung von KWK-Anlagen beisteuern:

- Neben der elektrischen Leistung der Anlage gibt es eine Vielzahl weiterer technischer Kenngrößen, die die Wirtschaftlichkeit der Anlage maßgeblich beeinflussen. Dazu zählen insbesondere die Anzahl der Module, der Wirkungsgrad, die Verfügbarkeit und die Stromkennzahl. Hierdurch entsteht ein mehrdimensionales Optimierungsproblem, das nur mit erheblichen numerischen Aufwand gelöst werden kann. In den meisten Modellen wird nur ein Teil dieser Einflußgrößen berücksichtigt.
- Bei den meisten Optimierungsmodellen wird davon ausgegangen, daß die zugrundegelegten Funktionen (z.B. die Investitionskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße) stetige Funktionen darstellen. Auf dem Markt gibt es aber nur eine beschränkte Anzahl von Anlagen in bestimmten Größen und mit jeweils festgelegten technischen Kenngrößen. Bestimmte Leistungsspektren werden nur durch wenige Anbieter abgedeckt. Soll neben der elektrischen Leistung noch ein weiteres Kriterium – wie zum Beispiel ein möglichst

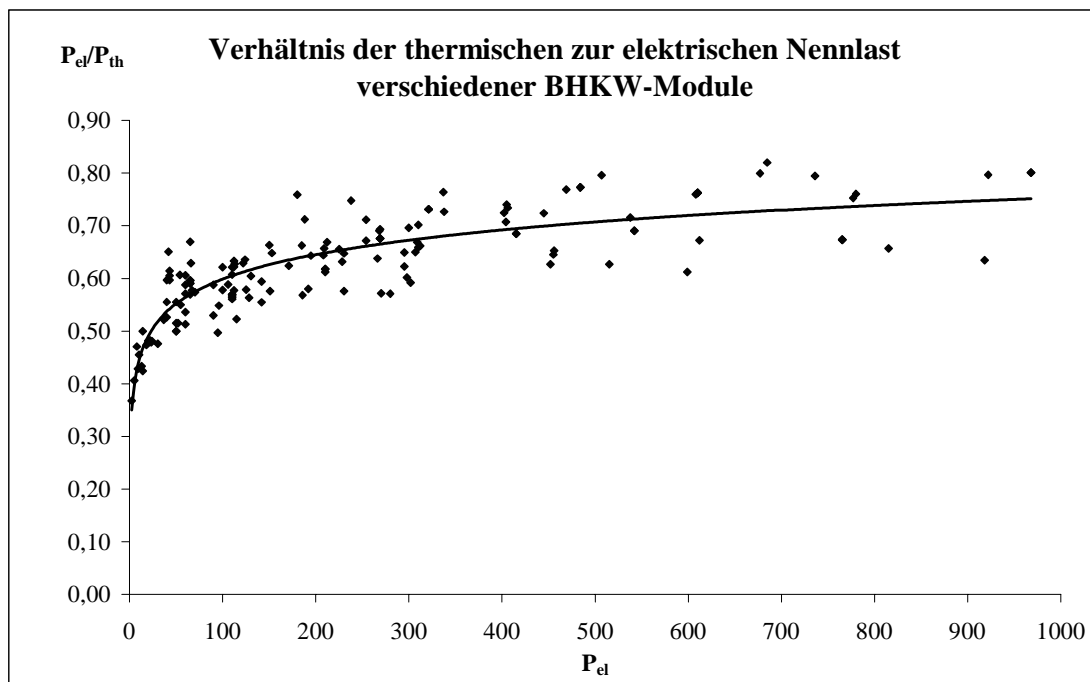


Abbildung 8.5: Verhältnis der elektrischen zur thermischen Nennleistung bei verschiedenen BHKW-Modulen bis 1 MW elektrischer Leistung

hoher Wirkungsgrad – erfüllt werden, kommen nur noch sehr wenige, wenn nicht *eine* Anlage in Frage.

In Abbildung 8.5 auf Seite 118 ist für verschiedene BHKW-Module das Verhältnis der elektrischen zur thermischen Nennleistung dargestellt (Quelle: Energierferat der Stadt Frankfurt 1999). Diese Größe entspricht in etwa der Stromkennzahl, wenn Verluste durch An- und Abfahren und Teillastbetrieb vernachlässigt werden. Es zeigt sich, daß es Anlagen mit sehr unterschiedlichen Stromkennzahlen auf dem Markt gibt. Aus der Graphik wird auch ersichtlich, daß es in dem Leistungsspektrum von 350 – 1000 kW<sub>el</sub> nur eine recht begrenzte Zahl von Anbietern gibt.

- Viele Autoren nehmen für die Optimierung an, daß sich die Preise für Strombezug und Stromverkauf entsprechen. Hierdurch vereinfacht sich das Optimierungsproblem erheblich, da dann die Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf keine Rolle mehr spielt. Die Optimierung der Anlage kann relativ einfach mit Hilfe der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs durchgeführt werden. In der Realität liegen die Verkaufspreise bzw. Einspeisevergütungssätze deutlich unter den Strombezugspreisen. Zudem gelten tages- und jahreszeitlich unterschiedliche Preise.

Aufgrund dieser Probleme bei einer numerischen Optimierung müssen die An-

lagenplaner letztendlich die Wirtschaftlichkeit für verschiedene in Frage kommende Anlagen im Einzelfall prüfen und vergleichen. Eine mathematische Optimierung kann dabei als Hilfestellung zur Bestimmung einer sinnvollen Anlagengröße beitragen.

Im folgenden wird am Beispiel der Niedrigenergiesiedlung eine solche vereinfachte Optimierung durchgeführt. Dem Ergebnis der Optimierung werden die Stromerzeugungskosten konkreter Anlagen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Preise für Strombezug und Stromverkauf gegenüber gestellt. Bei allen anderen Referenzobjekten wird auf die Optimierung verzichtet. Soweit erforderlich, wird bei der Festlegung der Anlagenparameter der Einsatz verschiedener Anlagentypen untersucht.

### 8.7.3 Optimierung der Anlagengröße am Beispiel der Niedrigenergiesiedlung

Am Beispiel der Niedrigenergiesiedlung wird eine vereinfachte Optimierung mit dem Ziel durchgeführt, die durchschnittlichen Stromerzeugungskosten zu minimieren. Die Optimierung beruht weitgehend auf den Rahmendaten und Kostengrößen, die für den Referenzfall in Kapitel 7 abgeschätzt wurden. Gegenüber der bisher dargestellten Methode werden zur Bestimmung der Stromerzeugungskosten eine Reihe von vereinfachenden Annahmen getroffen, durch die das Problem mathematisch einfach behandelt werden kann:

- Als Optimierungsvariablen werden nur die elektrische Leistung der Anlage und die Anzahl der Module betrachtet. Die elektrische Leistung kann in jeder Größe stetig gewählt werden.
- Es wird nicht zwischen Strombezugspreisen und Stromverkaufspreisen unterschieden.
- Das Verhältnis der elektrischen Nennleistung  $\tilde{P}_{el}$  zur Wärmenennleistung  $\tilde{P}_W$  hängt von der Anlagengröße ab. Der Zusammenhang wird durch die Trendlinie in Abbildung 8.5 auf Seite 118 abgebildet:

$$\frac{\tilde{P}_{el}}{\tilde{P}_W} = 0,0673564 \cdot \ln \tilde{P}_{el} + 0,2886 \quad (8.41)$$

- Die Stromkennzahl  $s = W_{BHKW}/Q_{BHKW}$  wird aus Gleichung 8.41 abgeschätzt. Die Verluste bei der Wärmeerzeugung sind deutlich größer als die Verluste bei der Stromerzeugung. Es wird daher angenommen, daß die Stromkennzahl um ca. 5% größer als das Verhältnis der elektrischen Nennleistung  $\tilde{P}_{el}$  zur Wärmenennleistung  $\tilde{P}_W$  ist:

$$s = \frac{\tilde{P}_{el}}{\tilde{P}_W} \cdot 1,05 \quad (8.42)$$

- Der Gesamtwirkungsgrad der Anlage hängt kaum von der Anlagengröße ab. In allen Klassen gibt es Anlagen mit höheren und niedrigeren Wirkungsgraden. Ein mittlerer Wert entspricht etwa 87% bezogen auf den Heizwert (Energierferat der Stadt Frankfurt 1999). Dem entspricht bei einem Verhältnis des Nutzungsgrades zum Wirkungsgrad von ca. 93% ein mittlerer Nutzungsgrad von ca. 81% bezogen auf den Heizwert.
- Die Anlage kann stufenlos zwischen Nennleistung und 50% der Nennleistung betrieben werden.
- Die Anlage ist immer verfügbar.
- Die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs  $P_W(T)$  und ihre Umkehrfunktion  $T(P_W)$  werden mit Hilfe einer Regressionsanalyse durch Polynome sechsten Grades angenähert. Dabei kann für den Gültigkeitsbereich ( $700\text{h} < T < 8200\text{h}$ ) ein relativ hohes Bestimmtheitsmaß erreicht werden ( $R^2 = 0,9997$  und  $R^2 = 0,9994$ ).

Die Jahresdauerlinie wird durch folgendes Polynom wiedergegeben:

$$\begin{aligned} P_W(T) = & 1,01702 \cdot 10^{-20} \cdot T^6 - 2,59114 \cdot 10^{-16} \cdot T^5 \\ & + 2,42298 \cdot 10^{-12} \cdot T^4 - 1,02106 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 \\ & + 2,26189 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 - 0,0615106 \cdot T + 182,177 \quad (8.43) \end{aligned}$$

Die Umkehrfunktion der Jahresdauerlinie wird wie folgt angenähert:

$$\begin{aligned} T(P_W) = & -1,30329 \cdot 10^{-8} \cdot P_W^6 + 5,45750 \cdot 10^{-6} \cdot P_W^5 \\ & - 7,51133 \cdot 10^{-4} \cdot P_W^4 + 0,0227678 \cdot P_W^3 \\ & + 3,22074 \cdot P_W^2 - 303,610 \cdot P_W + 10953,9 \quad (8.44) \end{aligned}$$

Ziel der Optimierung ist die Minimierung der nivellierten durchschnittlichen Stromerzeugungskosten des BHKW  $c_{BHKW}$  (in Pf/kWh). Optimierungsparameter sind die elektrische Nennleistung der Anlage und die Anzahl der Module. Die Anzahl der Module soll zwischen eins und drei variieren. Für jede Modulanzahl wird die optimale Nennleistung  $\tilde{P}_{el}$  einzeln bestimmt:



$$\min_{P_{el}} [c_{BHKW}], \quad (8.45)$$

wobei sich die durchschnittlichen nivellierten Stromerzeugungskosten  $c_{BHKW}$  aus den jährlichen kapitalgebundenen Kosten  $C_K$ , den jährlichen Brennstoffkosten  $C_{Br}$ , den jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten  $C_{Wart}$ , dem Erlös aus vermiedenen Wärmeerzeugungskosten im Zusatzkessel  $C_{VK}$  und der produzierten Strommenge  $W_{BHKW}$  ergeben:

$$\begin{aligned} c_{BHKW} &= \frac{C_{BHKW}}{W_{BHKW}} \\ &= \frac{C_K + C_{Br} + C_{Wart} - C_{VK}}{W_{BHKW}} \end{aligned} \quad (8.46)$$

Die Berechnung der kapitalgebundenen Kosten, der Brennstoffkosten, der Instandhaltungs- und Wartungskosten sowie der vermiedenen Wärmeerzeugungskosten erfolgt nach der in Kapitel 8.5 dargestellten Berechnungsmethode (s. Abschnitte 8.5.1 – 8.5.4). Allerdings werden im Fall der Optimierung die jährlichen produzierten Strom- und Wärmemengen nicht wie in Kapitel 8.5 aus der Simulation des Basisjahres gewonnen, sondern aus der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs ermittelt. Kosten für den Zusatzstrombezug und Erlöse aus dem Verkauf von Überschußstrom müssen nicht einbezogen werden, da hierfür die gleichen Preise unterstellt werden. Auch die Einführung eines Quotenmodells wird hier nicht betrachtet. Alle weiteren Rahmenbedingungen entsprechen den Annahmen, die in den Kapiteln 6 und 7 für den Referenzfall getroffen wurden.

Im folgenden werden zunächst die erzeugten Strom- und Wärmemengen bestimmt, daraufhin wird das Ergebnis der Optimierung dargestellt und bewertet. Die vollständigen Gleichungen für die Optimierung sind in Anhang B.1 zusammengestellt.

### Produzierte Strom- und Wärmemengen

Die Strom- und Wärmemengen, die in einem Betriebsjahr erzeugt werden, können mit Hilfe der Jahresdauerlinie für den Wärmebedarf  $P_W(t)$  bestimmt werden. Der Wärmebedarf  $Q_{Bed}$  eines Jahres ist die Fläche unter der Jahresdauerlinie:

$$Q_{Bed} = \int_0^{8760h} P_W(t) dt \quad (8.47)$$

Die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs für die Niedrigenergiesiedlung ist in Abbildung 8.6 auf Seite 122 dargestellt. Ein BHKW kann den Wärmebedarf bis zu der installierten Nennleistung  $\dot{P}_W$  (entspricht  $P_{W,BHKW,max}$  in Abbildung 8.6) abdecken, der darüber hinausgehende Wärmebedarf wird durch den Zusatzkessel

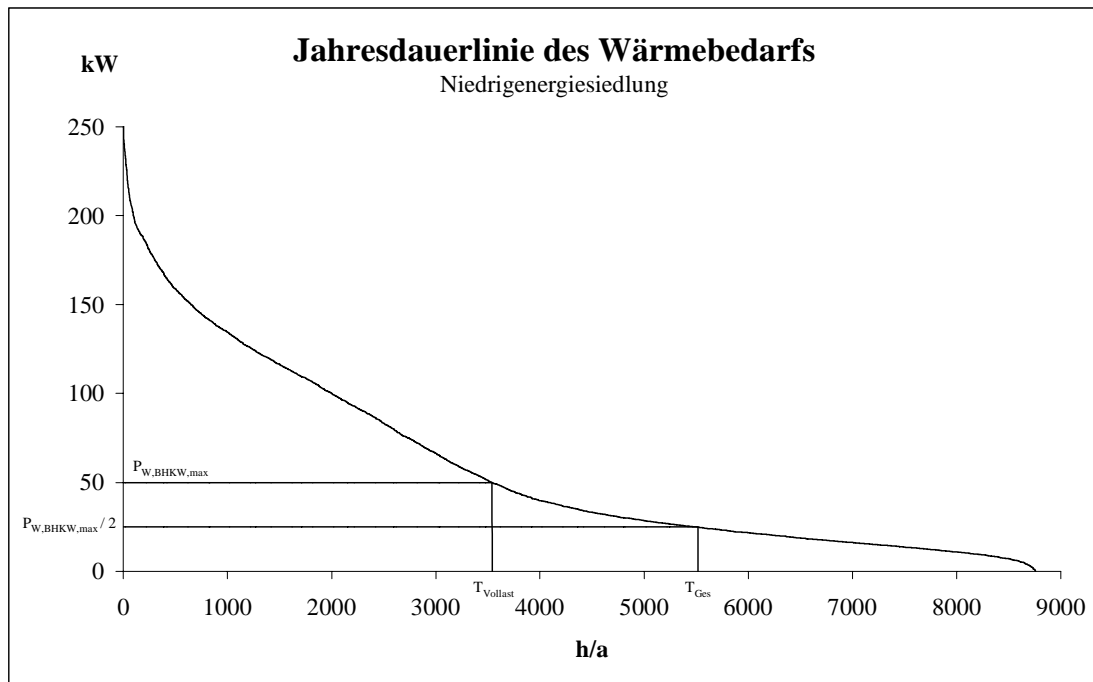


Abbildung 8.6: Gemessene Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs in der Niedrigenergiesiedlung und Deckungsanteil des BHKW

bereitgestellt. Bei einer Nennleistung von 50 KW kann die Anlage bis  $T_{Vollast}$ , also ca. 3500 Stunden im Vollastbetrieb laufen. Bei einem Teillastbetrieb bis 50% der Nennleistung kann in diesem Beispiel die Anlage weitere 2000 Stunden bis  $T_{Ges}$  modular betrieben werden.

Die in dem BHKW erzeugte Wärmemenge  $Q_{BHKW}$  wird mit Hilfe der Jahresdauerlinie  $P_W(t)$  und der Umkehrfunktion der Jahresdauerlinie  $T(P_W)$  bestimmt. Die in dem BHKW erzeugte Wärmeleistung ergibt sich zu:

$$Q_{BHKW} = \tilde{P}_W \cdot T_{Vollast} + \int_{T_{Vollast}}^{T_{Ges}} P_W(t) dt \quad (8.48)$$

Die Auslastungen  $T_{Vollast}$  und  $T_{Ges}$  können aus der Umkehrfunktion der Jahresdauerlinie mit Hilfe von Gleichungen 8.44 und 8.41 gewonnen werden. Dabei wird die Auslastungszeit bei Vollast  $T_{Vollast}$  aus der gesamten installierten Leistung aller Module bestimmt, die Gesamtbetriebszeit aus 50% der Nennleistung eines Moduls:

$$T_{Vollast} = T(\tilde{P}_W \cdot n_M) \quad (8.49)$$

$$T_{Ges} = T\left(\frac{\tilde{P}_W}{2}\right) \quad (8.50)$$

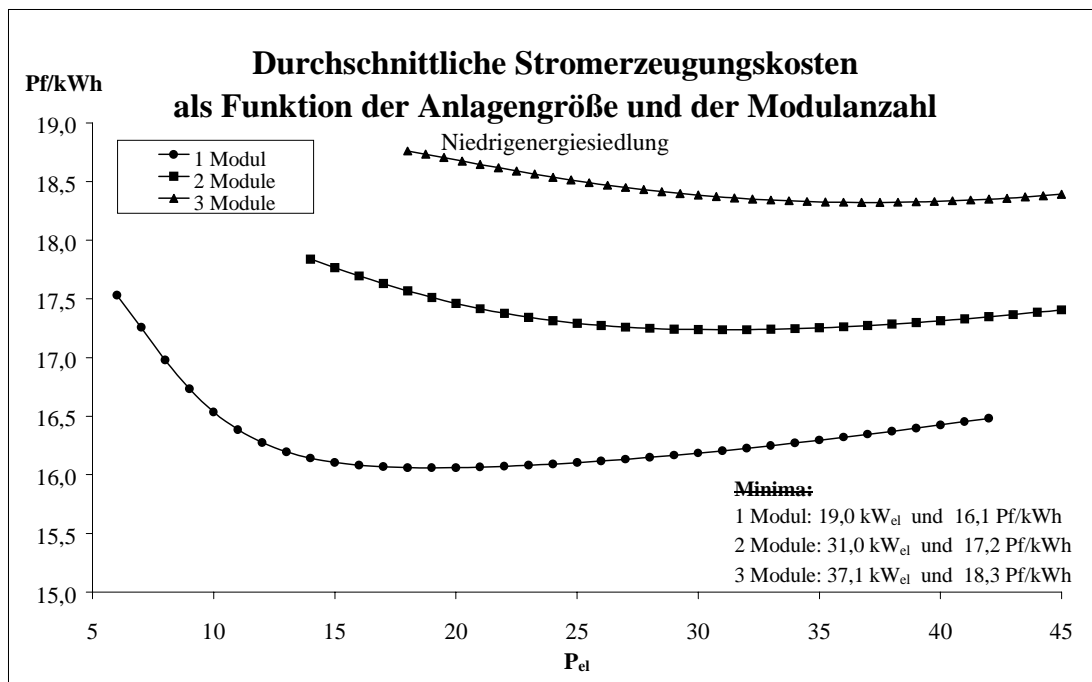


Abbildung 8.7: Ergebnis der vereinfachten Optimierung der Anlagengröße und der Anzahl der Module für die Niedrigenergiesiedlung

Mit Gleichung 8.41 kann die maximale Wärmeleistung  $\tilde{P}_W$  in Gleichung 8.48 durch die maximale elektrische Leistung  $\tilde{P}_{el}$  ersetzt werden. Die jährlich in dem BHKW erzeugte Strommenge  $W_{BHKW}$  ergibt sich wiederum mit Gleichung 8.42 aus der Stromkennzahl:

$$\begin{aligned}
 W_{BHKW} &= s \cdot Q_{BHKW} \\
 &= 1,05 \cdot \tilde{P}_{el} \cdot T_{Vollast} + s \cdot \int_{T_{Vollast}}^{T_{Ges}} P_W(t) dt \quad (8.51)
 \end{aligned}$$

### Ergebnis der Optimierung

Mit Hilfe der hier und in Abschnitt 8.5 aufgeführten Gleichungen können die jährlichen Kosten  $C_{BHKW}$  der Stromerzeugung als Funktion der Anlagengröße und der Anzahl der Module explizit beschrieben werden. Alle relevanten Gleichungen sind im Anhang B.1 zusammengestellt.

Bei der Optimierung wird das Kostenminimum gesucht. Hierfür gilt:

$$\frac{\partial c_{BHKW}}{\partial \tilde{P}_{el}} = 0 \quad \text{und} \quad (8.52)$$

$$\frac{\partial^2 c_{BHKW}}{\partial \tilde{P}_{el}^2} > 0 \quad (8.53)$$

Gleichung 8.52 läßt sich nicht explizit nach  $\tilde{P}_{el}$  auflösen. Das Kostenminimum wird daher numerisch unter Anwendung des Newton-Verfahrens gesucht.

Die Stromerzeugungskosten sind in Abbildung 8.7 auf Seite 123 in Abhängigkeit von der elektrischen Nennleistung und der Anzahl der Module dargestellt. Das Kostenminimum liegt mit Stromerzeugungskosten von 16,1 Pf/kWh und einer elektrischen Leistung von 19,0 kW bei einer Ausführung mit einem Modul. Bei Verwendung von mehreren Modulen liegen die Stromerzeugungskosten trotz der größeren Strom- und Wärmeproduktion mit 17,2 und 18,3 Pf/kWh höher. Dies liegt an den höheren Investitions- und Wartungskosten für Anlagen mit mehreren Modulen. Allerdings wurden dabei Einsparungen durch die Bestellung einer kleineren Reserveleistung nicht berücksichtigt. Bei allen Ausführungen handelt es sich um ein relativ „breites“ Kostenminimum, sodaß Spielraum für die Auswahl geeigeter Anlagen bleibt.

### Bewertung

Das hier verwendete Optimierungsverfahren soll auf seine Eignung geprüft werden, indem es der vorher dargestellten Berechnungsmethode mit Simulation eines Betriebsjahres gegenüber gestellt wird. Dabei werden die Stromerzeugungskosten für alle Anlagen aus dem relevanten Leistungsspektrum berechnet. Die Konditionen für den Bezug von Zusatzstrom und den Verkauf von Überschußstrom werden berücksichtigt.

In Tabelle 8.2 auf Seite 125 sind die Stromerzeugungskosten und die Auslastung des BHKW für 10 Anlagentypen aus dieser Leistungsklasse aufgeführt. Es zeigt sich, daß weder die Höhe der Stromerzeugungskosten, noch die optimale Anlagengröße mit dem oben ermittelten Optimum übereinstimmen, obwohl die gleichen Rahmenbedingungen unterstellt wurden. Während bei dem Optimierungsverfahren die Stromerzeugungskosten bei 16,1 Pf/kWh lagen, wurden mit der Jahressimulation durchschnittliche Kosten von 19,4 Pf/kWh ermittelt. Die große Differenz ist vor allem auf die getroffene Annahme zurückzuführen, daß der Preis für den Verkauf von Überschußstrom den durchschnittlichen Strombezugs-kosten entspricht. Tatsächlich liegen die Verkaufspreise im Referenzfall darunter.

Aus dem gleichen Grund ist bei der differenzierten Berechnung auch die optimale Anlagengröße mit ca. 14 kW<sub>el</sub> kleiner. Bei der vereinfachten Optimierung wird die Anlage (wie übrigens auch bei der Auslegung nach der VDI-Richtlinie 2067) immer wärmegeführt betrieben, überschüssiger Strom wird eingespeist bzw. verkauft. In der Realität sind die Preise für Überschußstrom außerordentlich niedrig (vgl. Kapitel 7.6), und der Verkauf von Überschußstrom ist unter diesen Rahmenbedingungen fast immer unwirtschaftlich. Die Folge ist, daß bei einem niedrigen Strombedarf die Anlage stromgeführt betrieben oder abgeschaltet

Niedrigenergiesiedlung											
		Schebeck Plus 10	Franko HKW 10	Energiewerkstatt ASV 18/43	Jesmanier 20000-4-WS	Steinecke oben 15	Kunnschar GTK 18	SEFF G2500A	Schebeck Plus 22	Energiewerkstatt ASV 30/63	SEFF G3000A
Elektrische Modulleistung	kW <sub>el</sub>	9,0	10,0	13,0	14,0	14,0	18,0	20,0	22,0	23,0	24,0
Anzahl der Module	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Stromerzeugungskosten (mit Stromsteuer)</b>											
Kosten zur Deckung des Strombedarfs ohne BHKW		Pf/kWh	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
mit BHKW		Pf/kWh	21,6	21,2	20,9	21,2	20,9	21,5	21,7	22,0	21,8
Differenz		Pf/kWh	-0,2	0,2	0,5	0,2	0,5	-0,1	-0,3	-0,6	-0,4
Kosten für Vollstrombezug ohne BHKW		DM/a	33.318	33.318	33.318	33.318	33.318	33.318	33.318	33.318	33.318
Nettokosten mit BHKW		DM/a	33.553	32.955	32.573	32.948	32.592	33.420	33.747	34.194	33.974
Jährliche Kostenersparnis mit BHKW		DM/a	-235	363	745	370	725	-103	-429	-877	-656
Stromerzeugungskosten des BHKW		Pf/kWh	21,8	20,9	20,4	20,9	20,5	21,5	21,9	22,4	22,1
<b>Auslastung des BHKW</b>											
Jahresvolllaststunden		h/a	6.897	6.711	5.951	5.456	5.881	4.919	4.661	4.516	4.390
Stromverbrauch		kWh/a	155.668	155.668	155.668	155.668	155.668	155.668	155.668	155.668	155.668
Stromproduktion des BHKW		kWh/a	62.076	67.110	77.363	76.380	82.337	88.545	93.222	99.350	100.973
Verkaufte Strommenge (Überschußstrom)		kWh/a	14	55	2.462	602	608	2.822	4.741	10.734	12.046
Stromproduktion für den Eigenverbrauch		kWh/a	62.062	67.055	74.901	75.778	81.728	85.723	88.481	88.616	88.927
Anteil an der Deckung des Wärmebedarfs		-	26,8%	27,3%	33,0%	33,3%	30,4%	34,5%	35,6%	38,0%	38,9%
Anteil an der Deckung des Strombedarfs		-	39,9%	43,1%	48,1%	48,7%	52,5%	55,1%	56,8%	56,9%	57,4%

Tabelle 8.2: Vergleich verschiedener Anlagenvarianten mit einem Modul für die Niedrigenergiesiedlung

wird. Hierdurch wird die jährliche Auslastung gemindert und der erwirtschaftete Deckungsbeitrag der KWK-Anlage sinkt. Kleiner dimensionierte Anlagen können länger wirtschaftlich betrieben werden und sind daher bei Berücksichtigung der niedrigen Preise für Überschußstrom in der Realität wirtschaftlicher.

**Fazit:** Eine Optimierung der Anlagengröße ohne Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs von Strom- und Wärmebedarf und der Preise für Überschuß- und Zusatzstrom führt zu falschen Ergebnissen. Die so ermittelten Stromerzeugungskosten sind zu niedrig, die „optimale“ Anlagengröße ist zu groß. In der Praxis werden KWK-Anlagen dennoch häufig unter Vernachlässigung dieser Aspekte *wärmegeführt* ausgelegt. Die VDI-Richtlinie 2067 berücksichtigt bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit zwar die Preise für Überschußstrom, sie geht aber grundsätzlich von einer Wärmeführung der Anlage aus, die angesichts der niedrigen Preise für Überschußstrom zum Teil unwirtschaftlich ist und daher zu einer Fehlentscheidung bei der Anlagendimensionierung führt. Es erscheint daher kaum verwunderlich, daß Betriebserhebungen gezeigt haben, daß in der Vergangenheit „etwa ein Drittel der untersuchten BHKW zu groß ausgelegt worden sind und die wirtschaftlichen sowie energetischen Vorteile gegenüber der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung nicht voll ausgenutzt wurden“ (Vogelsang und Pruscek 1997,2; Schmidt 1988).

#### 8.7.4 Auswahl von BHKW für die Referenzobjekte

Im folgenden werden für alle Referenzobjekte Anlagen ausgewählt, mit denen dann die Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt wird. Dabei wird in einem er-

sten Schritt aus dem Strom- und Wärmebedarf geschätzt, welches Leistungsspektrum in Frage kommt. Aus der Richtpreisübersicht der Stadt Frankfurt (1999) werden für das entsprechende Leistungsspektrum mehrere Anlagen ausgewählt. Für die ausgewählten Anlagen werden dann die *Kosten zur Deckung des Strombedarfs* mit der oben dargestellten Methode berechnet und einander gegenübergestellt. Die wichtigsten technischen Daten der Anlagen werden dabei aus der Richtpreisübersicht entnommen.<sup>4</sup>

Bei der Gegenüberstellung der Kosten zur Deckung des Strombedarfs werden die Investitionskosten zunächst nach Gleichung 7.1 auf Seite 65 abgeschätzt. Soweit in der Richtpreisübersicht die Investitionskosten einzelner Anlagen aus der Liste der Hersteller entnommen werden können, werden diese Angaben bei der Wahl der Anlage mitberücksichtigt. Neben den Kosten spielen bei der Auswahl einer passenden Anlage auch andere Überlegungen – wie zum Beispiel die Verfügbarkeit – eine Rolle.

### Industriebetrieb A

Für den Industriebetrieb A kommt ein breites Spektrum an KWK-Anlagen in Frage. Bei der Auswahl einer geeigneten Anlage stellen sich gleich mehrere Fragen:

- Erstens muß geprüft werden, ob sich der Einsatz eines zusätzlichen Abhitzekeßel lohnt, mit dem über den Niedertemperaturbedarf hinaus auch Dampf erzeugt werden kann.
- Zweitens muß die Größenordnung der elektrischen Gesamtleistung festgelegt werden. Aufgrund der Charakteristik des Strom- und Wärmebedarfs ist eine elektrische Gesamtleistung über 1 MW naheliegend. Für eine kleinere Ausführung spricht, daß unter  $700 \text{ kW}_{\text{el}}$  die Stromsteuer auf den eigengenerzten Strom entfällt.
- Drittes muß die Anzahl der Module festgelegt werden. Bei der Verwendung mehrerer Module können Wärme- und Strombedarf flexibler abgefahren werden, allerdings sind die Investitionskosten höher.

Hieraus ergeben sich eine ganze Reihe verschiedener Kombinationsmöglichkeiten. Um eine günstige Anlagenkonfiguration zu ermitteln, wurde die Wirtschaftlichkeitsberechnung für 33 verschiedene BHKW-Module in ca. 200 Varianten durchgeführt. Dabei hat sich herausgestellt, daß

---

<sup>4</sup>Hierin ist die minimale Leistung der Anlagen nicht aufgeführt, sodaß unklar ist, wie weit die einzelnen Modelle auch mit Teillast betrieben werden können. Für die Abschätzung der Kosten wird hier angenommen, daß bis auf die kleinen Anlagen der Firmen Icemaster und Senertec alle Anlagen auf bis zu 50% der Nennleistung heruntergefahren werden können.

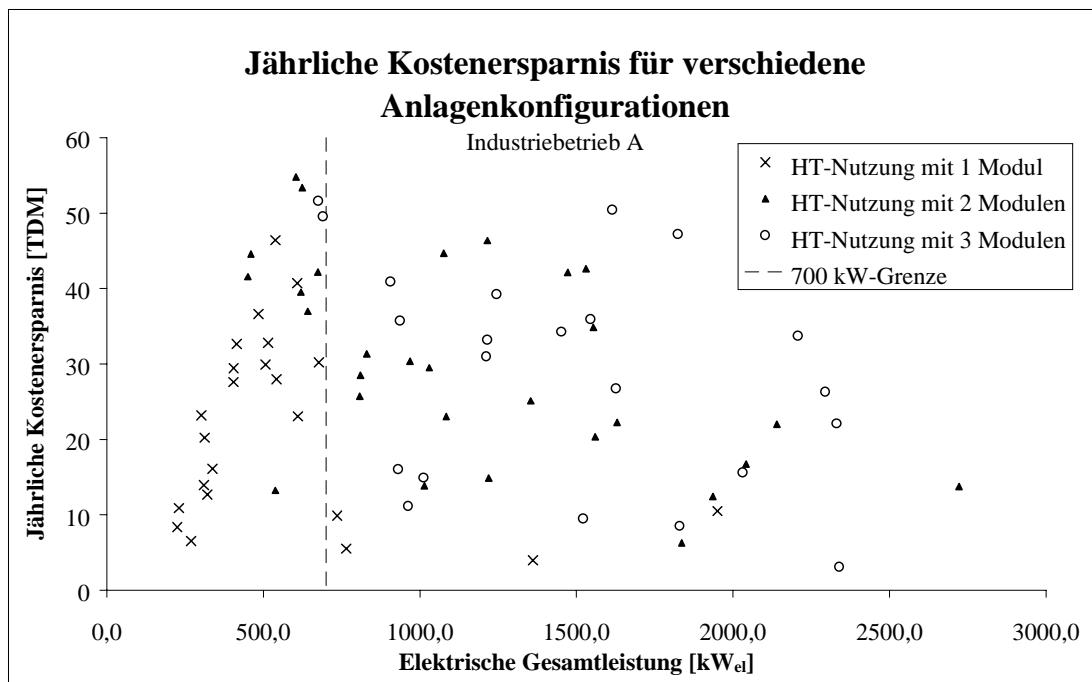


Abbildung 8.8: Jährliche Kostenersparnis mit verschiedenen KWK-Anlagen für den Industriebetrieb A

- sich mit sehr vielen verschiedenen Anlagenkonfigurationen ein wirtschaftlicher Betrieb gestalten läßt. Die jährlichen Kosteneinsparungen liegen dabei häufig über 40.000 DM.
- die Hochtemperaturnutzung mit einem Abhitzeessel zur Dampferzeugung gegenüber der reinen Niedertemperaturnutzung wirtschaftlicher ist.
- zwei oder drei BHKW-Module – je nach Anlagengröße – zu einem deutlich besseren Ergebnis führen als die Verwendung von einem Modul.
- Anlagen mit einer Gesamtleistung knapp unter 700 kW<sub>el</sub> aufgrund der eingesparten Stromsteuer gegenüber größeren Anlagen einen kleinen wirtschaftlichen Vorteil haben.

In Abbildung 8.8 ist die jährliche Kosteneinsparung für alle untersuchten Anlagenkonfigurationen mit einer Hochtemperaturnutzung dargestellt, bei denen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Die Abbildung verdeutlicht, daß die Wirtschaftlichkeit vor allem von den technischen Eigenschaften der jeweiligen Modelle und weit weniger von der elektrischen Gesamtleistung abhängt.

Unterhalb der 700 kW-Grenze ist die Verwendung von 2 Modulen in der Größenordnung von je 300 kW<sub>el</sub> am günstigsten. Oberhalb der 700 kW-Grenze führt der Einsatz von drei Modulen mit einer Gesamtleistung von ca. 1,6 MW<sub>el</sub> zu

<b>Industriebetrieb B</b>											
		Pro 2 Anlagentechnik / DIMAG	Haats Blockheizkraft G510	Scherbeck Energy 500 CAT-P	Pro 2 Anlagentechnik / DIMAG	Erdisas Energiesysteme BlueLine V16	Pro 2 Anlagentechnik / DIMAG	Haats Blockheizkraft G680	Jenbacher Energiesysteme IMS 316	Pro 2 Anlagentechnik / DIMAG	Haats Blockheizkraft G340
Elektrische Nennleistung	kW <sub>el</sub>	484,0	507,0	515,0	542,0	608,0	610,0	677,0	736,0	765,0	337,0
Anzahl der Module		1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
<b>Stromerzeugungskosten (mit Stromsteuer)</b>											
<b>Kosten zur Deckung des Strombedarfs</b>											
ohne BHKW	Pf/kWh	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,43
mit BHKW	Pf/kWh	11,1	11,2	11,0	11,0	10,9	11,0	10,9	11,1	11,2	11,4
Differenz	Pf/kWh	0,3	0,2	0,4	0,4	0,50	0,4	0,52	0,3	0,2	0,1
Kosten für Vollstrombezug ohne BHKW	TDM/a	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928	1.928
Nettokosten mit BHKW	TDM/a	1.878	1.888	1.860	1.859	1.844	1.853	1.841	1.870	1.891	1.916
Jährliche Kostenersparnis mit BHKW	TDM/a	50	40	68	69	84	75	87	58	37	12
Stromerzeugungskosten des BHKW	Pf/kWh	10,2	10,5	9,7	9,8	9,5	9,8	9,7	10,3	10,6	11,2
<b>Auslastung des BHKW</b>											
Jahresvolllaststunden	h/a	8.120	8.115	7.732	7.916	7.012	7.846	7.587	6.996	5.742	7.355
Stromverbrauch	MWh/a	16.863	16.863	16.863	16.863	16.863	16.863	16.863	16.863	16.863	16.863
Stromproduktion des BHKW	MWh/a	3.930	4.114	3.982	4.290	4.263	4.786	5.137	5.149	4.393	4.957
Verkaufte Strommenge (Überschußstrom)	MWh/a	11	17	17	33	35	79	127	106	44	104
Stromproduktion für den Eigenverbrauch	MWh/a	3.919	4.097	3.964	4.258	4.228	4.707	5.010	5.042	4.349	4.854
Anteil an der Deckung des Wärmebedarfs	-	20,7%	21,1%	25,9%	25,3%	26,6%	25,6%	26,2%	26,4%	26,6%	26,4%
Anteil an der Deckung des Strombedarfs	-	23,2%	24,3%	23,5%	25,2%	25,1%	27,9%	29,7%	29,9%	25,8%	28,8%

Tabelle 8.3: Vergleich verschiedener Anlagenvarianten für den Industriebetrieb B

dem besten Ergebnis. Der Vorteil der größeren Variante mit drei Modulen besteht darin, daß die BHKW einen größeren Anteil am Strom- und Wärmebedarf decken können: Mit drei Modulen „G540“ der Firma Haats Blockheizkraft werden 29,1% des Wärmebedarfs und 43,6% des Strombedarfs gedeckt. Bei Verwendung von zwei kleinen Modulen (ca. 300 kW<sub>el</sub>) liegt die Deckungsrate für den Wärmebedarf bei 15% und für den Strombedarf bei 19%. Für die folgenden Berechnungen wird mit zwei Modulen Z 300 der Firma Zantingh GmbH die wirtschaftlichere, kleinere Variante gewählt.

## Industriebetrieb B

In dem Industriebetrieb B wird hinter das BHKW noch ein Abhitzekegel zur Dampferzeugung geschaltet. Aufgrund des relativ geringen Niedertemperaturbedarfs verdoppelt sich hierdurch die Wärmemenge, die durch ein motorbetriebenes BHKW bereitgestellt werden kann. Der mit einem BHKW abdeckbare Wärmebedarf liegt in einem Jahr zwischen ca. 700 und ca. 1000 kW. Diese Schwankungsbreite kann *ein* BHKW-Modul mit Teillastbetrieb komplett abdecken. Der Mehraufwand für zwei Module würde sich allenfalls lohnen, um den Zusatzkessel geringfügig kleiner zu dimensionieren und Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung einzusparen.

In Tabelle 8.3 auf Seite 128 sind die Kosten zur Deckung des Strombedarfs für zehn Anlagenkonfigurationen aufgeführt. Die niedrigsten Kosten zur Deckung des Strombedarfs können in dieser Rechnung bei Verwendung von einem Modul G680 der Firma Haats Blockheizkraft GmbH erreicht werden. Die Anlage hat eine elektrische Nennleistung von 677 kW bei einer Wärmenennleistung von 847



kW. Das Verhältnis der elektrischen Nennleistung zur Wärmenennleistung ist mit 0,8 im Vergleich zu anderen Anlagen der gleichen Leistungsklasse relativ hoch. Dies ist im Fall des Industriebetriebs B günstig, da die Anlagengröße durch den Wärmebedarf begrenzt wird und mit dieser Konfiguration ein im Vergleich hoher Deckungsanteil in der Stromerzeugung erreicht werden kann. Hierdurch können Strombezugskosten vermieden werden.

Interessant ist der Vergleich mit der Anlage Blueline V16 der Firma Erdgas Energie Systeme. Bei dieser Anlage ist das Verhältnis  $\tilde{P}_{el}/\tilde{P}_W$  mit 0,6 im Vergleich zu anderen Anlagen niedriger. Die relativ hohe Wärmenennleistung mindert in diesem Fall die jährliche Auslastung und damit auch die Wirtschaftlichkeit, obwohl die Anlage mit 90% einen deutlich höheren Wirkungsgrad hat als die ausgewählte Anlage der Firma Haats mit 85%.

An diesem Beispiel wird deutlich, daß die Vermeidung von Strombezugskosten bei der Wahl einer geeigneten Anlage höher zu bewerten ist als die Vermeidung von Wärmeerzeugungskosten, da die spezifischen Stromkosten höher als die Wärmekosten sind. Aus diesem Grund ist hier auch der Gesamtwirkungsgrad von zweitrangiger Bedeutung.

In der letzten Spalte von Tabelle 8.3 auf Seite 128 ist das Berechnungsergebnis für eine zweimodulige Anlage mit etwa der gleichen elektrischen Gesamtleistung aufgeführt. Die Kosten zur Deckung des Strombedarf sind bei dieser Variante aus den oben genannten Gründen deutlich höher.

Die Verwendung einer etwas größeren Anlage wäre zur Abdeckung des Wärmebedarfs durchaus sinnvoll. Allerdings wird dann die Grenze von 700 kW elektrischer Leistung überschritten, oberhalb derer die Befreiung von der Stromsteuer entfällt.

### Niedrigenergiesiedlung

Für die Niedrigenergiesiedlung kommen BHKW mit einer elektrischen Leistung von 10–30 kW<sub>el</sub> in Frage. In Abschnitt 8.7.3 wurde unter vereinfachten Rahmenbedingungen eine optimale Anlagengröße von 19,1 kW<sub>el</sub> ermittelt. Allerdings können etwas kleinere Anlagen wirtschaftlicher betrieben werden.

Die Kosten zur Deckung des Strombedarfs und die Stromerzeugungskosten aller Anlagen aus diesem Leistungsspektrum sind für ein- und zweimodulige Anlagen in den Tabellen 8.2 und 8.4 aufgeführt. Die niedrigsten Erzeugungskosten können mit Anlagen im Bereich von 10–14 kW<sub>el</sub> erreicht werden. Der Einsatz von zwei Modulen rechnet sich bei der Verbrauchscharakteristik der Niedrigenergiesiedlung nicht.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wird hier das Modell „elcon 15“ der Firma Steinecke Kraft–Wärme–Kopplung mit einer elektrischen Nennleistung von 14 kW und einer thermischen Nennleistung von 28 kW verwendet. Mit dieser Anlage können in der Jahressimulation die niedrigsten Kosten zur Deckung des Strombedarfs erreicht werden. Dieses Modell eignet sich für Niedrigenergiesied-

<b>Niedrigenergiesiedlung</b>						
		Franko HKW 8	Scherbeck Plus 10	Franko HKW 10	Energiwerkstatt ASV 18/43	Icemaster 20000-4-W5
Elektrische Modulleistung	kW <sub>el</sub>	8,0	9,0	10,0	13,0	14,0
Anzahl der Module	-	2	2	2	2	2
<b>Stromerzeugungskosten (mit Stromsteuer)</b>						
<b>Kosten zur Deckung des Strombedarfs</b>						
ohne BHKW	Pf/kWh	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
<b>mit BHKW</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>22,1</b>	<b>22,0</b>	<b>21,7</b>	<b>22,1</b>	<b>22,5</b>
<b>Differenz</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>-0,7</b>	<b>-0,6</b>	<b>-0,2</b>	<b>-0,7</b>	<b>-1,1</b>
Kosten für Vollstrombezug ohne BHKW	DM/a	33.318	33.318	33.318	33.318	33.318
<b>Nettokosten mit BHKW</b>	<b>DM/a</b>	<b>34.367</b>	<b>34.307</b>	<b>33.705</b>	<b>34.396</b>	<b>35.085</b>
<b>Jährliche Kostenersparnis mit BHKW</b>	<b>DM/a</b>	<b>-1.049</b>	<b>-990</b>	<b>-388</b>	<b>-1.079</b>	<b>-1.767</b>
<b>Stromerzeugungskosten des BHKW</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>22,5</b>	<b>22,5</b>	<b>21,8</b>	<b>22,5</b>	<b>23,1</b>
<b>Auslastung des BHKW</b>						
Jahresvolllaststunden	h/a	5.814	5.299	5.106	4.497	4.234
Stromverbrauch	kWh/a	155.668	155.668	155.668	155.668	155.668
Stromproduktion des BHKW	kWh/a	93.028	95.388	102.126	116.933	118.552
Verkaufte Strommenge (Überschußstrom)	kWh/a	1.195	2.034	3.173	14.067	16.513
Stromproduktion für den Eigenverbrauch	kWh/a	91.834	93.354	98.953	102.867	102.039
Anteil an der Deckung des Wärmebedarfs	-	36,5%	41,1%	41,5%	49,8%	51,6%
Anteil an der Deckung des Strombedarfs	-	59,0%	60,0%	63,6%	66,1%	65,5%

Tabelle 8.4: Vergleich verschiedener Anlagenvarianten mit zwei Modulen für die Niedrigenergiesiedlung

lung besonders gut, weil das Verhältnis von Stromerzeugung zu Wärmeerzeugung groß ist und so eher dem hohen Verhältnis des Strombedarfs zum Wärmebedarf entspricht: Bei einem geringem Wärmebedarf im Sommer oder in den Übergangszeiten kann so ein größerer Deckungsanteil für den Strombedarf erzielt werden. Ein Vergleich mit dem Model ASV18/43 der Firma energiewerkstatt/GLIZIE GmbH zeigt, daß trotz der größeren elektrischen Leistung die Anlage der Firma Steinecke auf längere Betriebszeiten kommt. Zudem liegen die spezifischen Investitionskosten nach der Richtpreisübersicht des Energiereferats der Stadt Frankfurt (1999) für diese Anlage mit 3.500 DM/kW<sub>el</sub> noch unter dem Durchschnitt aus der Regressionsanalyse.

### Mehrfamilienhaus

Für das Mehrfamilienhaus kommt wegen des geringen Strombedarfs in jedem Fall nur eine einmodulige Anlage der kleinsten Leistungsklasse von 2,5–13 kW<sub>el</sub> in Frage. Die Kosten zur Deckung des Strombedarfs wurden für alle Anlagen dieser Leistungsklasse berechnet und sind in Tabelle 8.5 auf Seite 131 zusammengestellt. Danach können mit der kleinsten Anlage auch die niedrigsten Kosten erzielt werden.

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Mehrfamilienhauses wird trotz der hier etwas höheren Kosten aus verschiedenen Gründen die Anlage „Sachs

		<b>Mehrfamilienhaus</b>						
			Icemaster 4000-4-KB	Senertec Sachs HKA G 5.0	Franko HKW 8	Scherbeck Energy Plus 10	Franko HKW 10	Energetwerkstatt AV 18/43
Elektrische Nennleistung	kW <sub>el</sub>	2,5	5,0	8,0	9,0	10,0	13,0	
<b>Stromerzeugungskosten (mit Stromsteuer)</b>								
<b>Kosten zur Deckung des Strombedarfs</b>								
ohne BHKW	Pf/kWh	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	
<b>mit BHKW</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>27,3</b>	<b>28,0</b>	<b>29,4</b>	<b>30,9</b>	<b>31,5</b>	<b>35,1</b>	
<b>Differenz</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>-1,8</b>	<b>-2,5</b>	<b>-3,9</b>	<b>-5,4</b>	<b>-6,1</b>	<b>-9,6</b>	
Kosten für Vollstrombezug ohne BHKW	DM/a	9.761	9.761	9.761	9.761	9.761	9.761	
Nettokosten mit BHKW	DM/a	10.457	10.734	11.254	11.847	12.079	13.431	
Jährliche Kostenersparnis mit BHKW	DM/a	-696	-973	-1.494	-2.086	-2.319	-3.670	
<b>Stromerzeugungskosten des BHKW</b>	<b>Pf/kWh</b>	<b>29,7</b>	<b>29,9</b>	<b>30,8</b>	<b>33,2</b>	<b>34,0</b>	<b>40,7</b>	
<b>Auslastung des BHKW</b>								
Jahresvolllaststunden	h/a	6.729	5.541	3.941	3.520	4.106	3.519	
Stromverbrauch	kWh/a	38.293	38.293	38.293	38.293	38.293	38.293	
Stromproduktion des BHKW	kWh/a	16.822	27.706	31.526	31.676	41.061	45.746	
Verkaufte Strommenge (Überschußstrom)	kWh/a	208	5.733	3.269	4.526	13.752	21.643	
Stromproduktion für den Eigenverbrauch	kWh/a	16.614	21.973	28.257	27.149	27.309	24.103	
Anteil an der Deckung des Wärmebedarfs	-	19,7%	29,4%	28,9%	31,8%	38,9%	45,5%	
Anteil an der Deckung des Strombedarfs	-	43,4%	57,4%	73,8%	70,9%	71,3%	62,9%	

Tabelle 8.5: Vergleich verschiedener Anlagenvarianten für das Mehrfamilienhaus

HKA G 5.0“ der Firma Senertec gewählt. Das kleinere Modell der Firma Icemaster erreicht bei Nennlast einen Wirkungsgrad von 78% bezogen auf den Heizwert. Hiermit kann der für die Befreiung von der Mineralölsteuer ausschlaggebende Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% bezogen auf den Brennwert kaum erreicht werden. Zudem dürften die tatsächlichen Investitionskosten für eine so kleine Anlage deutlich über dem aus der Regressionsanalyse ermittelten Wert liegen.

Die Anlage der Firma Senertec wurde bereits vielfach eingesetzt und wird von verschiedenen unabhängigen Fachleuten wegen des hohen Wirkungsgrades und der hohen Zuverlässigkeit empfohlen. Die spezifischen Investitionskosten für das Modul liegen nach der Richtpreisübersicht der Stadt Frankfurt (1999) mit 4.700 DM/kW<sub>el</sub> deutlich unter dem Preis, der sich aus der Regressionsanalyse für diese Anlagengröße ergibt. Die Anlage kann nicht mit Teillast betrieben werden.



# Kapitel 9

## Darstellung der Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse für die vier ausgewählten Referenzobjekte dargestellt und bewertet. Zunächst wird die Wirtschaftlichkeit unter den in Kapitel 6 und 7 festgelegten Rahmenbedingungen für den Referenzfall untersucht. In einem zweiten Schritt wird mit Hilfe von Sensitivitätsanalysen detailliert analysiert, welchen Einfluß die Rahmenbedingungen – insbesondere die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft und die ökologische Steuerreform, aber auch die Höhe von Brennstoffpreisen und Zinssätzen – auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen haben. Die Ergebnisse aus den Berechnungen sind tabellarisch im Anhang C zusammengestellt.

### 9.1 Wirtschaftlichkeit unter den Referenzannahmen

Im folgenden werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse unter den Referenzannahmen dargestellt. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und die Höhe der wichtigsten Einflußgrößen sind in Tabelle 9.1 auf Seite 134 für die vier Referenzobjekte noch einmal zusammengefaßt. Bei den dargestellten Zahlen handelt es sich zum Teil um *reale nivellierte* Durchschnittskosten über die Betriebszeit, die mit der in Kapitel 8 beschriebenen Methode bestimmt wurden.

Alle Kosten und Erlöse bei Einsatz einer KWK-Anlage werden einem Vergleichssystem ohne KWK-Anlage gegenübergestellt, in dem der Strom komplett von einem EVU bezogen und die Wärme in einem konventionellen Kessel bereitgestellt wird. Das System mit KWK-Anlage und das Vergleichssystem sind in Abbildung 5.1 auf Seite 42 dargestellt. Ziel der Wirtschaftlichkeitsanalyse ist die Gegenüberstellung der *Kosten zur Deckung des Strombedarfs* mit und ohne KWK-Anlage.

In Abbildung 9.1 auf Seite 134 ist der relative Kostenvorteil der KWK-Anlage gegenüber dem Vergleichssystem (Vollstrombezug und Wärmeerzeugung in konventionellem Kessel) für alle vier Referenzobjekte aufgeführt. Der Kostenvorteil

	Einheit	Industriebetrieb A	Industriebetrieb B	Niedrigenergiesiedlung	Mehrfamilienhaus
<b>Verbrauchsdaten</b>					
Stromverbrauch	MWh/a	19.080	16.863	156	38
Wärmeverbrauch	MWh/a	38.996	23.263	513	220
<b>KWK-Anlage</b>					
Anzahl der Module	-	2	1	1	1
Elektrische Gesamtleistung	kW <sub>el</sub>	604,0	677,0	14,0	5,0
Thermische Gesamtleistung	kW	1020,0	847,0	28,0	12,3
Gesamtnutzungsgrad	-	78%	72%	76%	76%
<b>Kosten</b>					
Investitionskosten	DM	883.904	881.833	54.880	26.320
Durchschnittlicher Erdgaspreis	Pf/kWh	2,7	2,8	3,2	3,6
Durchschnittliche Wartungskosten	Pf/kWh <sub>el</sub>	2,7	2,3	6,1	7,8
Durchschnittliche Strombezugskosten ohne BHKW	Pf/kWh <sub>el</sub>	12,1	10,8	18,0	22,1
Durchschnittliche Stromsteuer	Pf/kWh <sub>el</sub>	0,7	0,7	3,4	3,4

Tabelle 9.1: Rahmendaten für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen für die vier Referenzobjekte

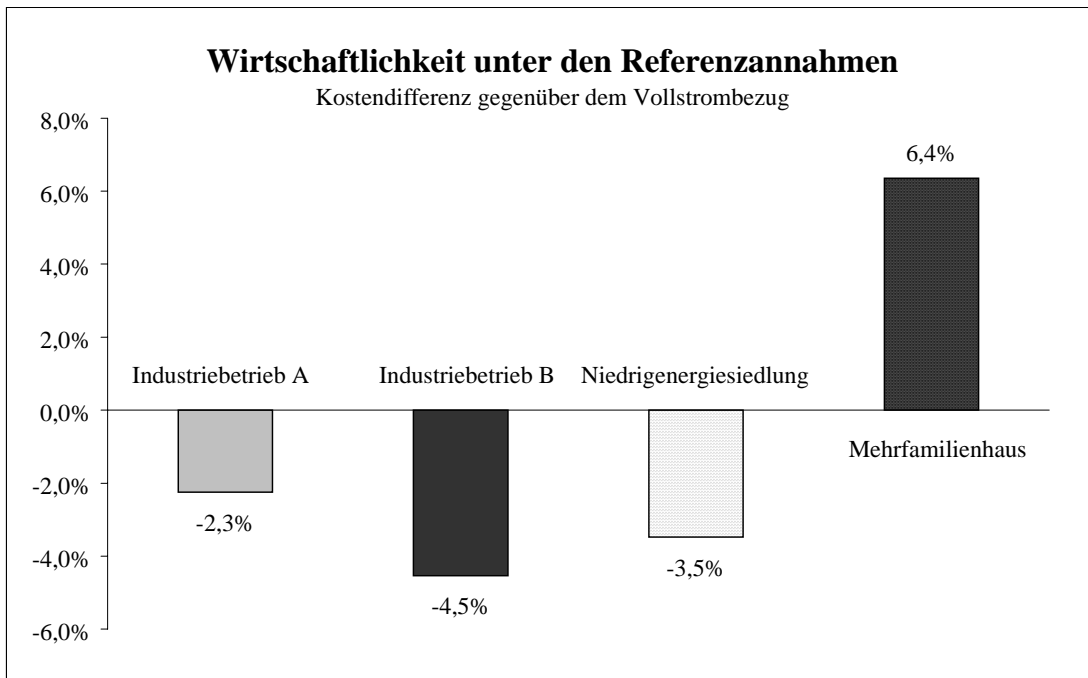


Abbildung 9.1: Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen unter den Referenzannahmen

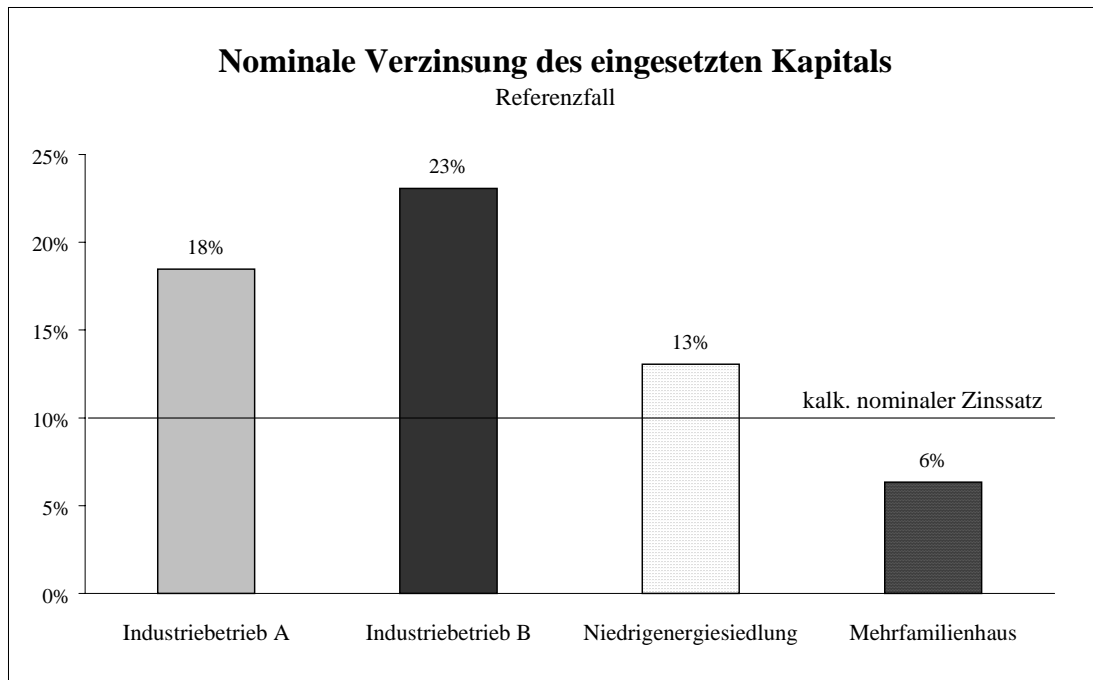


Abbildung 9.2: Nominale Verzinsung des eingesetzten Kapitals unter den Referenzannahmen

wird nach Gleichung 8.40 auf Seite 115 bestimmt, indem die Differenz der jährlichen Kosten mit und ohne KWK-Anlage auf die Kosten ohne KWK-Anlage bezogen wird.

Danach ist bei den Industriebetrieben und der Niedrigenergiesiedlung der Einsatz von KWK-Anlagen unter den oben getroffenen Annahmen wirtschaftlich. Bei dem Mehrfamilienhaus ist unter diesen Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich.

Deutlicher wird die betriebswirtschaftliche Perspektive noch bei dem Vergleich der internen Verzinsung des eingesetzten Kapitals (*Return on Investment*) in Abbildung 9.2.<sup>1</sup> Bei den Industriebetrieben liegt die Verzinsung mit 18% und 23% spürbar über dem geforderten kalkulatorischen Mischzinssatz von 10%. Dies liegt vor allem daran, daß die spezifischen Investitionskosten und auch die spezifischen Wartungskosten bei Anlagen dieser Größe deutlich niedriger sind als bei kleinen Anlagen. Bei dem Mehrfamilienhaus ist immerhin noch ein wirtschaftlicher Einsatz einer KWK-Anlage bei einer Verzinsung unter 6% möglich.

Die Ergebnisse sollten vor dem Hintergrund interpretiert werden, daß bei der Abschätzung der Kosten eher vorsichtige Annahmen getroffen wurden. Auch wurden verschiedene andere Maßnahmen, wie eine Brennwert-Nutzung, die Verwendung eines Pufferspeichers oder das Abfahren von Leistungsspitzen nicht berücksich-

<sup>1</sup>Hierbei wird keine Unterscheidung zwischen Eigen- und Fremdkapital getroffen.

sichtigt. Hierdurch könnte sich die Wirtschaftlichkeit im Einzelfall noch besser darstellen. Zu Bedenken ist allerdings auch, daß Objekte ausgewählt wurden, die über einen hohen Strom- und Wärmebedarf verfügen und daher günstige Einsatzmöglichkeiten für die KWK bieten.

Bei dem Mehrfamilienhaus und der Niedrigenergiesiedlung sind die Konditionen für den Voll- bzw. Zusatzstrombezug wichtig. Im Referenzfall wird bei der Niedrigenergiesiedlung davon ausgegangen, daß die Haushalte auch im Vergleichsfall ohne KWK-Anlage Strom gebündelt beziehen und daher relativ niedrige Strombezugskosten haben. Wird der Betrieb einer KWK-Anlage damit verglichen, daß die Haushalte jeweils einzeln Strom beziehen, so stellt sich die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage noch besser dar: Die Kostenersparnis mit KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug liegt dann bei 17% anstelle von 3,5% im Referenzfall (vgl. Anhang C).

Bei dem Mehrfamilienhaus kommen aufgrund der Struktur des Stromverbrauchs grundsätzlich zwei Tarifformen in Frage (vgl. Kapitel 7.5.3 auf Seite 82ff): Ein Tarif ohne Leistungsmessung und ein Tarif mit 96-Stunden-Leistungsmessung.<sup>2</sup> Im Referenzfall wird der Tarif ohne Leistungsmessung für den Vollstrombezug und den Zusatzstrombezug zugrunde gelegt. Bei Betrieb einer KWK-Anlage sind die Kosten zur Deckung des Strombedarfs hier unabhängig von dem Tariffsystem. Im Vergleichsfall kann allerdings durch die Bündelung der Haushaltskunden bei einem Übergang zur 96-Stunden-Leistungsmessung eine deutliche Kostenersparnis erreicht werden. Wird die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage mit diesem Szenario verglichen, so stellt sich die Situation noch schwieriger dar: Mit dem Betrieb der KWK-Anlage sind dann Mehrkosten von 18,5% verbunden (vgl. Anhang C).

Aus diesen Überlegungen wird deutlich, daß der Bündelungseffekt bei kleinen KWK-Anlagen nicht außer Acht gelassen werden darf. Es muß von Fall zu Fall unterschieden werden, ob die Bündelung mehrerer Haushaltskunden in Frage kommt.

**In den Industriebetrieben mit einem hohen Strom- und Wärmebedarf und in der Niedrigenergiesiedlung läßt sich mit den unterstellten Rahmenbedingungen ein wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Anlagen gestalten. Die jährlichen Kosteneinsparungen gegenüber dem Vollstrombezug liegen zwischen 2,3% und 4,5%. In dem Mehrfamilienhaus ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich: Hier führt der Einsatz einer KWK-Anlage im Vergleich zum Vollstrombezug zu Mehrkosten von 6,4%. Bei den Industriebetrieben kann aufgrund der niedrigeren Investitionskosten in Bezug auf die Anlagengröße eine relativ hohe Verzinsung des eingesetzten Kapitals erreicht werden (18% und 23%).**

## 9.2 Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wird die Brennstoffenergie besser ausgenutzt als bei der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme. Hierdurch werden auch CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden. Die Höhe der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen hängt

<sup>2</sup>Der Tarif mit 96-Stunden-Leistungsmessung wird nur von einigen EVU angeboten.



<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidung</b>		<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center; transform: rotate(-45deg);">Industriebetrieb A</div> <div style="text-align: center; transform: rotate(-45deg);">Industriebetrieb B</div> <div style="text-align: center; transform: rotate(-45deg);">Niedrigenergiesiedlung</div> <div style="text-align: center; transform: rotate(-45deg);">Mehrfamilienhaus</div> </div>			
Zusätzlicher Erdgasverbrauch	MWh/a	4.752	7.830	132	45
CO <sub>2</sub> -Emissionen aus zus. Erdgasverbrauch	t/a	955	1.573	27	9
Stromproduktion des BHKW	MWh/a	3.619	5.137	82	28
Vermiedene CO <sub>2</sub> -Emissionen Strom	t/a	1.856	2.634	42	14
<b>Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>t/a</b>	<b>901</b>	<b>1.061</b>	<b>16</b>	<b>5</b>
Veränderung gegenüber Vollstrombezug	-	-11,5%	-22,7%	-10,6%	-8,3%
<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ohne Steuern</b>	<b>DM/t</b>	<b>-35</b>	<b>-59</b>	<b>129</b>	<b>307</b>

Tabelle 9.2: Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

von der CO<sub>2</sub>-Intensität der durchschnittlichen Stromerzeugung, von der Effizienz der KWK-Anlage und von dem verwendeten Brennstoff ab. In Tabelle 9.2 ist dargestellt, wie die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen für die vier Referenzobjekte zustande kommen.

Aufgrund der Größe der KWK-Anlagen haben vor allem die Industriebetriebe ein hohes Potential zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung. In beiden Betrieben werden mit den hier ausgewählten Anlagen jährlich etwa 1000 t CO<sub>2</sub> vermieden.

Die relative Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in Bezug auf die Emissionsmenge bei einer konventionellen Wärmeerzeugung und Vollstrombezug liegt zwischen 8,3% beim Mehrfamilienhaus und 22,7% beim Industriebetrieb B (s. Abbildung 9.3 auf Seite 138). Bei der Bewertung dieser Zahlen ist zu beachten, daß die hier ermittelten Einsparungen in mehrfacher Hinsicht untere Grenzwerte darstellen:

1. Die Wärmeerzeugung in den KWK-Anlagen verdrängt hier nicht alte Anlagen mit schlechten Wirkungsgraden, wie es in der Praxis häufig der Fall ist, sondern moderne Heizkessel auf Erdgasbasis, die bei der Niedrigenergiesiedlung und dem Mehrfamilienhaus auch den Brennwert des Brennstoffs ausnutzen. Hieraus sind auch die niedrigeren Werte bei diesen Referenzobjekten zu erklären.
2. Die Anlagen wurden insbesondere bei den Industriebetrieben in Hinblick auf lange Laufzeiten und den Entfall der Stromsteuer relativ klein dimensioniert. Hierdurch ist auch ihr Deckungsanteil am gesamten Strom- und Wärmebedarf vergleichsweise gering. Bei etwas größeren Anlagen lassen sich durchaus höhere CO<sub>2</sub>-Einsparungen erzielen.
3. Es wurde davon ausgegangen, daß die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der durchschnittlichen Stromerzeugung in Deutschland gegenüber dem heutigen Ni-

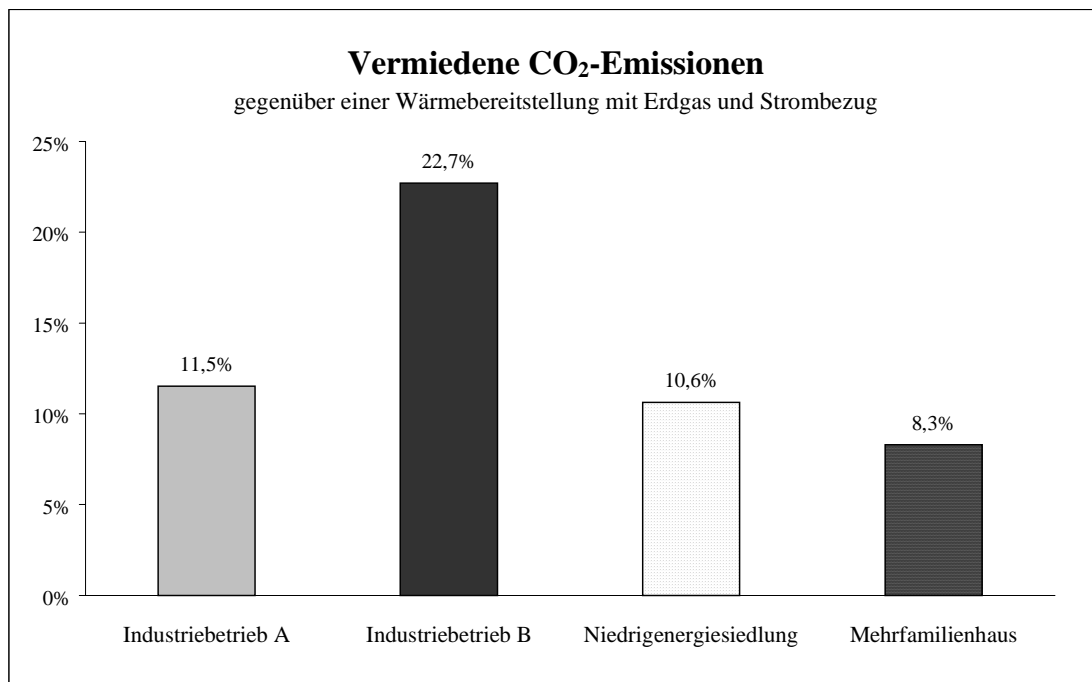


Abbildung 9.3: Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Vergleichssystem (Strombezug und Wärmeerzeugung mit Erdgas)

veau weiter sinken. Tatsächlich könnte sich das derzeitige Niveau durch den Ausstieg aus der Atomenergie stabilisieren.

Interessant ist auch die Höhe der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bei den verschiedenen Anlagen (s. Abbildung 9.4 auf Seite 139).<sup>3</sup> Bei den Industriebetrieben ist der Einsatz von KWK-Anlagen auch ohne die steuerlichen Anreizwirkungen der ökologischen Steuerreform wirtschaftlich. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sind negativ. Bei der Niedrigenergiesiedlung und dem Mehrfamilienhaus sind die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten mit 129 und 307 DM/t vergleichsweise hoch. Dies liegt vor allem an den hohen spezifischen Investitions- und Wartungskosten sowie an der Voraussetzung von Brennwert-Technologie im Vergleichssystem.<sup>4</sup>

<sup>3</sup>Hierbei sind nicht die *betriebswirtschaftlichen*, sondern die *volkswirtschaftlichen* Kosten von Interesse sind. Externe Kosten werden hier wegen der Probleme bei ihrer Monetarisierung nicht berücksichtigt. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten werden daher ohne die Berücksichtigung von Strom- und Erdgassteuer bestimmt.

<sup>4</sup>Die hier dargestellten Werte für die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sind mit Vorsicht zu behandeln, da sie in Bezug auf viele Rahmenbedingungen sehr sensitiv sind.

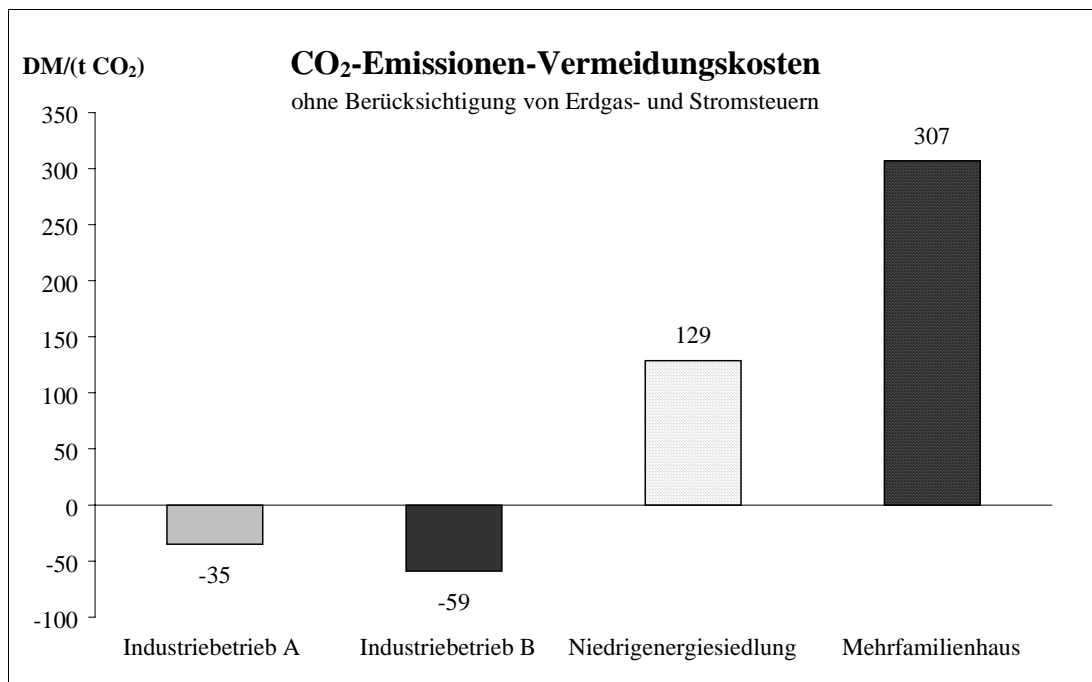


Abbildung 9.4: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ohne die Berücksichtigung von Erdgas- und Stromsteuer

In absoluten wie relativen Zahlen haben besonders die Industriebetriebe ein hohes Potential zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung, das unter den hier verwendeten Rahmenbedingungen ohne zusätzliche Kosten erschlossen werden kann. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist bei der Niedrigenergiesiedlung und dem Mehrfamilienhaus deutlich geringer, die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ohne Steuern sind hier vergleichsweise hoch.

### 9.3 Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft

Die Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft hat eine erhebliche Senkung der Strompreise zur Folge. In dem Berechnungsmodell wird diese Entwicklung durch verschiedene Sensitivitätsanalysen berücksichtigt. Dabei werden neben real konstanten Preisen (Szenario **Keine Liberalisierung**) nominale Preissenkungen von 10, 25 und 40 Prozent untersucht. Für Haushaltskunden wurde die Preissenkung in den Szenarios um ein Drittel geringer angesetzt (vgl. Abschnitt 7.5.1).

Die Ergebnisse aus den Sensitivitätsanalysen sind in Abbildung 9.5 skizziert. Danach beeinflusst das zukünftige Strompreinsniveau die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen maßgeblich.

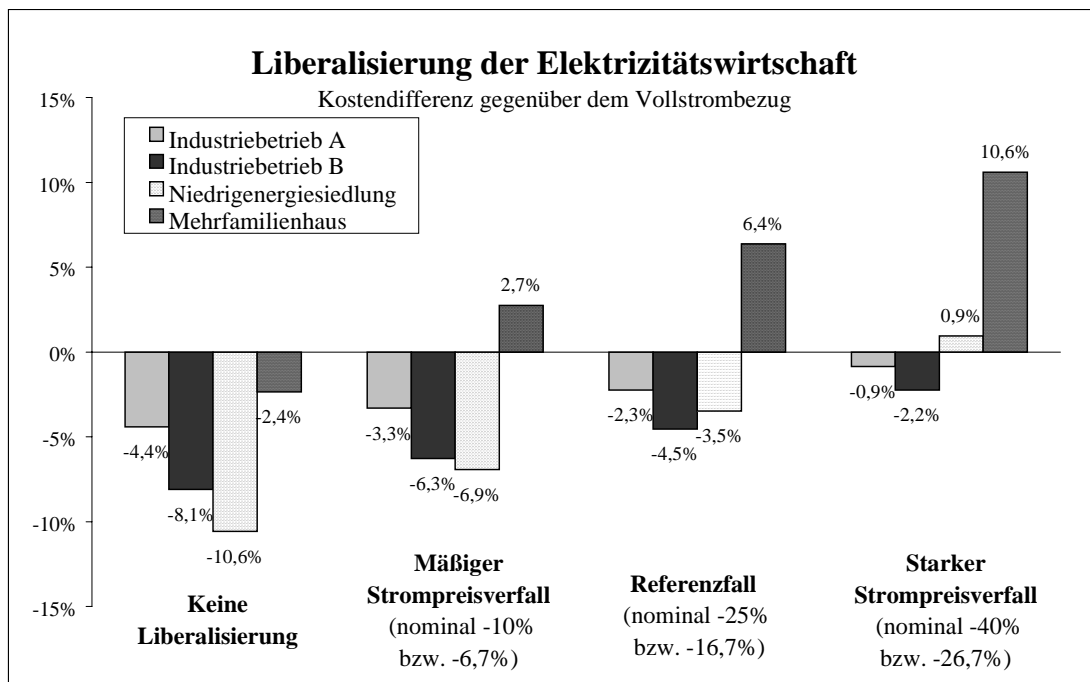


Abbildung 9.5: Auswirkungen der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug

Bei *real* konstanten Preisen auf dem Niveau vor der Liberalisierung ist bei allen vier Referenzobjekten ein wirtschaftlicher Betrieb möglich. Durch den Einsatz der KWK-Anlagen können 2,4 – 10,6% der Kosten gegenüber dem Vollstrombezug eingespart werden. Dies sind in Bezug auf das eingesetzte Kapital beachtliche Erträge: Bei dem *Industriebetrieb A* beträgt die nominale Verzinsung des eingesetzten Kapitals unter diesen Rahmenbedingungen 32%, bei dem *Industriebetrieb B* sind es 40%, bei der *Niedrigenergiesiedlung* 20% und bei dem *Mehrfamilienhaus* immerhin noch 11,5%.

Bereits bei einem geringen Strompreisverfall von nominal 6,7% in 5 Jahren ist im Fall des *Mehrfamilienhauses* ein wirtschaftlicher Betrieb der KWK-Anlage bei der geforderten Verzinsung nicht mehr realisierbar.

Bei einem hohen Strompreisverfall von nominal 40% lohnt sich der Einsatz von KWK-Anlagen nur noch bei den *Industriebetrieben*. Die jährlichen Kosteneinsparungen mit einer KWK-Anlage sind im Vergleich zum Szenario **Keine Liberalisierung** um den Faktor vier bis fünf zurückgegangen.

Aus Abbildung 9.5 wird auch deutlich, daß die kleinen Referenzobjekte *Niedrigenergiesiedlung* und *Mehrfamilienhaus* von der Strompreissenkung offensichtlich stärker betroffen sind. Bei *real* konstanten Strompreisen können im Fall der *Niedrigenergiesiedlung* die höchsten relativen Kosteneinsparungen erwirtschaftet werden, bei einem starken Strompreisverfall ist eine KWK-Anlage hier jedoch nicht mehr wirtschaftlich, während ein Einsatz in den *Industriebetrieben* noch Kosten-

vorteile schafft. Auch bei dem *Mehrfamilienhaus* ist bei sinkenden Strompreisen ein relativer Kostenzuwachs für die KWK-Anlage gegenüber dem Vergleichssystem zu verzeichnen.

**Der Strompreisverfall infolge der Liberalisierung beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen maßgeblich und weit mehr als andere Einflußfaktoren. Anlagen, die bei dem derzeitigen Preisniveau wirtschaftlich sind, werden z.T. unwirtschaftlich. In anderen Fällen können nur noch geringere Kosteneinsparungen erwirtschaftet werden. Generell sind kleine KWK-Anlagen von der Strompreissenkung mehr betroffen als größere Anlagen.**

## 9.4 Ökologische Steuerreform

Die Rolle der ökologischen Steuerreform wird ebenfalls mit Hilfe von zwei Sensitivitätsanalysen herausgearbeitet. Im Referenzfall wird angenommen, daß der Beschluß der Bundesregierung vom 23. Juni 1999 umgesetzt wird, gemäß dem die Stromsteuer bis zum Jahr 2003 um jährlich 0,5 Pf/kWh erhöht wird und die Erdgassteuer sich gegenüber der ersten Stufe vom 1. April 1999 nicht ändert. Daneben wird die Weiterführung der ökologischen Steuerreform bis 2007 und der Stand ohne ökologische Steuerreform vor dem 1. April 1999 betrachtet. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen sind in Abbildung 9.6 auf Seite 142 gegenübergestellt.

Bei allen Referenzobjekten verbessert die ökologische Steuerreform die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nachhaltig. Besonders deutlich ist der Vorteil bei der nicht-gewerblichen Eigenerzeugung (hier in der Niedrigenergiesiedlung und im Mehrfamilienhaus), bei der die volle Höhe der Stromsteuer für eigenproduzierten Strom entfällt. In der Niedrigenergiesiedlung wäre ohne diesen Steuervorteil ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich. Bei dem Mehrfamilienhaus können die jährlichen Mehrkosten mit einer KWK-Anlage gegenüber dem Vollstrombezug immerhin von 1721 DM/a um 64% auf 620 DM/a gesenkt werden.

Der große Unterschied zwischen den Industriebetrieben und den nicht-gewerblichen KWK-Anlagen ist in erster Linie auf die Ermäßigungen für Gewerbebetriebe zurückzuführen (s. Abbildung 9.7 auf Seite 142). Während die nicht-gewerblichen Verbraucher bei jeder Kilowattstunde Strom durchschnittlich 3,41 Pfennige Stromsteuer sparen, entspricht die Ersparnis bei den Industriebetrieben nur dem ermäßigten Steuersatz von 20%. Weniger ausgeprägt ist diese Tendenz bei der vermiedenen Erdgassteuer. Hier betragen die Steuersätze zum Heizen bei Gewerbekunden 0,424 Pf/kWh und bei Haushaltskunden 0,68 Pf/kWh.

Bei der Weiterführung der ökologischen Steuerreform bis 2007 sind die zusätzlichen Kosteneinsparungen kleiner. Die weitere Erhöhung der Stromsteuer führt

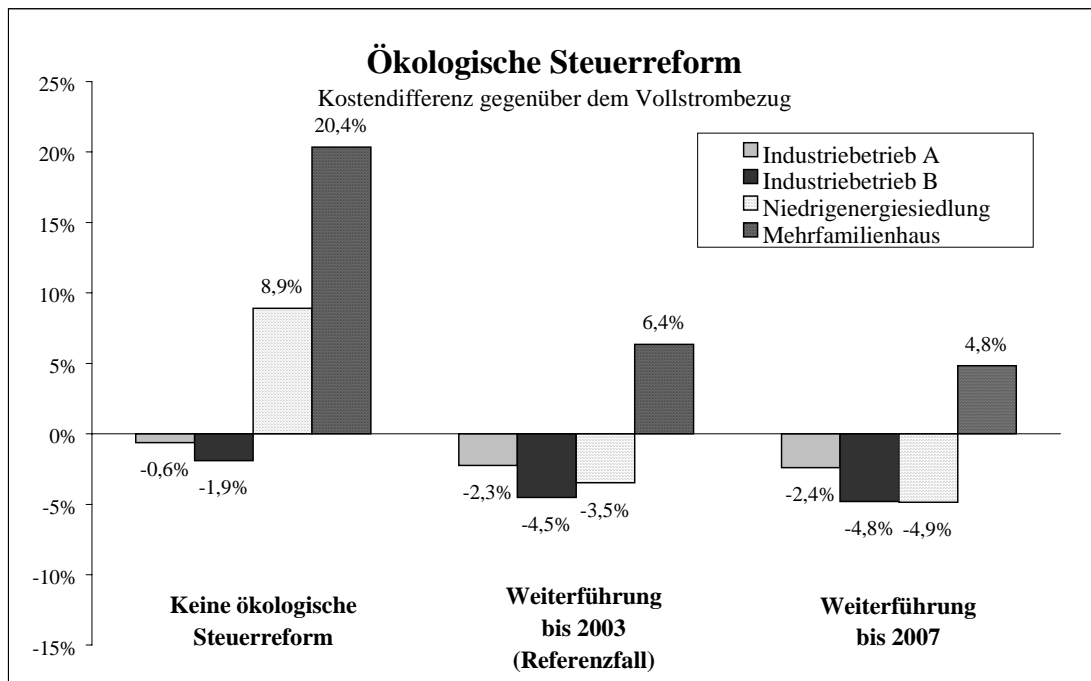


Abbildung 9.6: Einfluß der ökologischen Steuerreform auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug

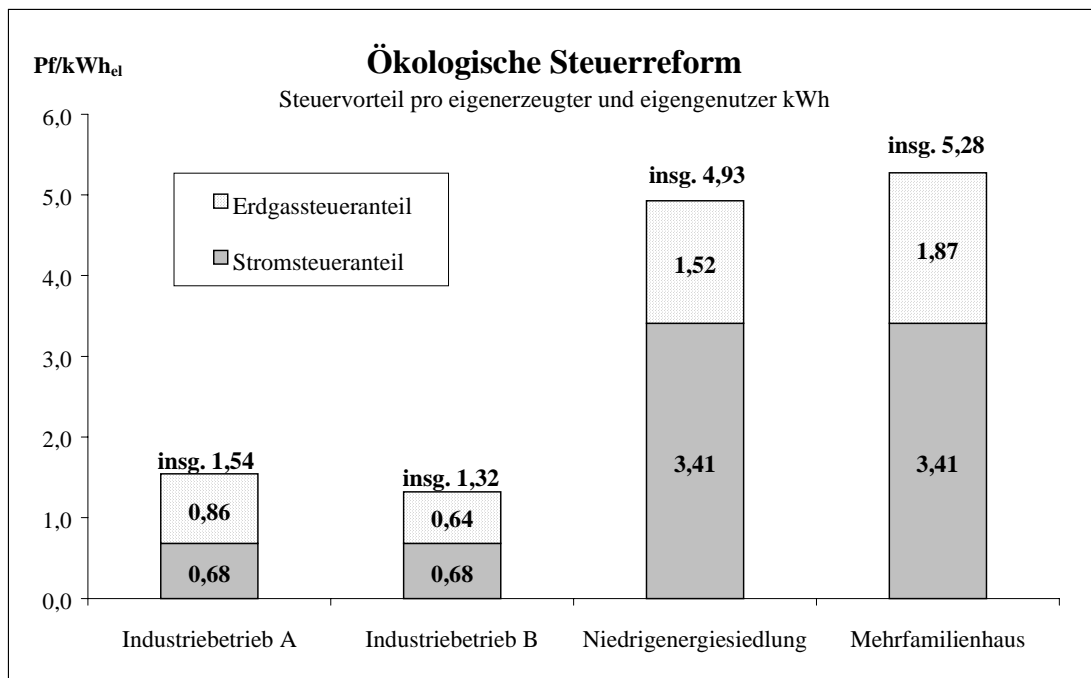


Abbildung 9.7: Vorteil aus der ökologischen Steuerreform bezogen auf die eigen-genutzte Stromerzeugung

vor allem bei der Niedrigenergiesiedlung und dem Mehrfamilienhaus zu zusätzlichen Entlastungen.

Ein Problem bei der ökologischen Steuerreform besteht in der Festlegung der Grenze, unterhalb derer eigenerzeugter und eigengenutzter Strom nicht versteuert werden muß. Im Fall der Industriebetriebe führt die derzeitige Grenze von 700 kW<sub>el</sub> dazu, daß eine Anlagenkonfiguration mit einer Gesamtleistung unter dieser Grenze am günstigsten ist. Ohne die Befreiung von der Stromsteuer ist jedoch der Einsatz von größeren Anlagen wirtschaftlicher: Beim Industriebetrieb A könnte dann mit einer dreimoduligen Anlage mit einer Gesamtleistung von 1,6 MW<sub>el</sub> anstelle von 604 kW<sub>el</sub> ein Kostensparnis von 50 TDM/a anstelle von 30 TDM/a erwirtschaftet werden. Mit der größeren Anlage könnte auch die Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen mehr als verdoppelt werden. In diesem Fall führt die Festlegung der Befreiungsgrenze aus volkswirtschaftlicher Perspektive zu einer Fehlallokation.

**Die Steuerbefreiungen im Rahmen der ökologischen Steuerreform setzen klare Anreize zu einem verstärkten Einsatz von KWK-Anlagen. Besonders bei nicht-gewerblichen Anlagen führt die Befreiung von der Stromsteuer zu einer Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit. In großen Industriebetrieben ist die Anreizwirkung eher gering. Die Befreiungsgrenze von 700 kW<sub>el</sub> bei der Stromsteuer kann hier zu Fehlallokationen bei der Dimensionierung der Anlagengröße führen. Die Weiterführung der ökologischen Steuerreform bis 2007 führt zu einem zusätzlichen, aber weniger signifikanten ökonomischen Vorteil für KWK-Anlagen.**

## 9.5 Erdgaspreise

Die Sensitivität der Erdgaspreise wird neben dem Referenzfall in zwei weiteren Szenarios untersucht, in denen jeweils höhere und niedrigere Preise angesetzt werden (vgl. Kapitel 7.2 auf Seite 66ff). Dabei wurden relativ große Spannbreiten abgedeckt, sodaß die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen nach oben und nach unten äußere Grenzen darstellen.

Aus Abbildung 9.8 auf Seite 144 wird deutlich, daß alle Anlagen in ähnlicher Weise von einer Änderung des Erdgaspreises betroffen sind. Die hohen Erdgaspreise führen insbesondere bei dem Mehrfamilienhaus zu erheblichen Mehrkosten gegenüber dem Vollstrombezug.

Doch das Erdgaspreisniveau beeinflußt die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen geringer, als der Anteil der Brennstoffkosten (40–60% der Erzeugungskosten) zunächst vermuten läßt. Dies hat zwei Ursachen:

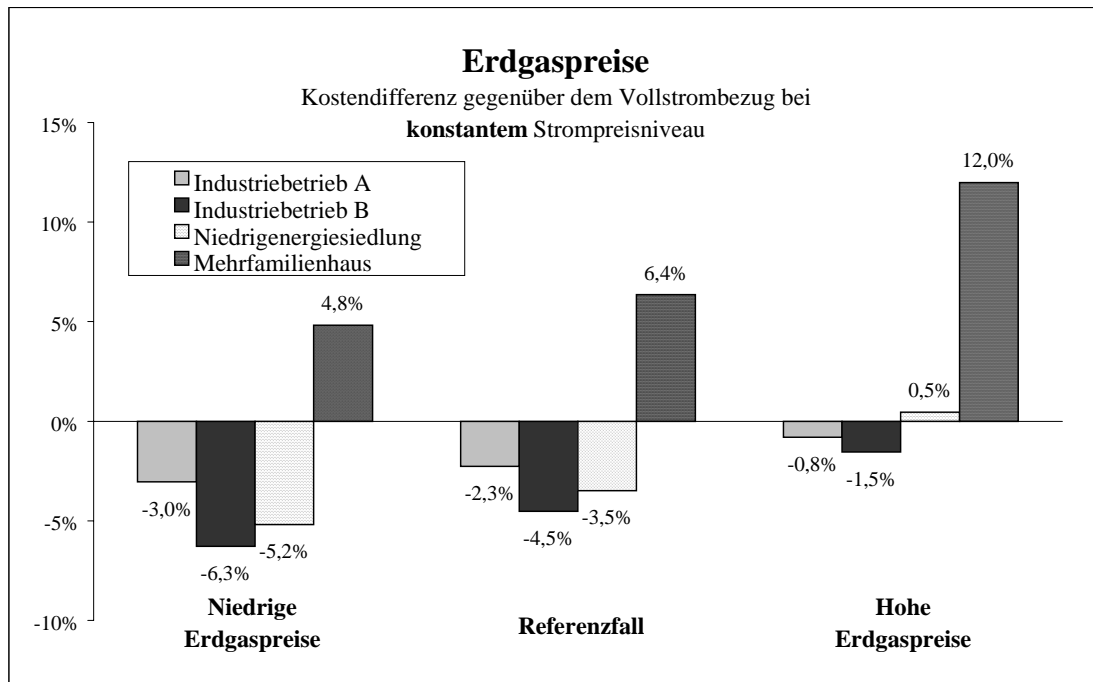


Abbildung 9.8: Einfluß der Erdgaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug

1. Der Erdgaspreis beeinflusst nicht nur die Kosten der KWK-Anlage, sondern auch die Höhe des anlegbaren Wärmepreises. Bei einem höheren Erdgaspreis kann der KWK-Anlage auch eine höhere Wärmegutschrift zugeschrieben werden.
2. In diesem Modell wurde die Abhängigkeit des Strompreisniveaus von den Erdgaspreisen nicht berücksichtigt. Doch hier kann gerade für die Zukunft eine größere Interdependenz erwartet werden, da effiziente GuD-Kraftwerke derzeit die günstigsten Kraftwerke sind und der Anteil der Stromerzeugung auf Erdgasbasis somit steigen wird (Schneider 1998). In der Grundlast machen die Brennstoffkosten bei GuD-Kraftwerken bis 75% der jährlichen Kosten aus. Bei deutlich höheren oder deutlich niedrigeren Erdgaspreisen, wie sie in den Sensitivitätsanalysen berücksichtigt wurden, kann also auch eine entsprechende Anpassung des Strompreisniveaus erwartet werden.<sup>5</sup>

<sup>5</sup>Hinsichtlich der Vollkosten zur Stromerzeugung sind GuD-Kraftwerke am günstigsten, sie haben aber im Vergleich zu anderen Kraftwerken höhere Brennstoffkosten, d.h. höhere kurzfristige Grenzkosten. Werden alte Kraftwerke durch GuD-Kraftwerke ersetzt, so kann mittelfristig erwartet werden, daß die kurzfristigen Grenzkosten von GuD-Kraftwerken auf einem Spotmarkt die Preise bestimmen werden. In diesem Fall wäre die Abhängigkeit des Strompreisniveaus vom Erdgaspreis relativ hoch.



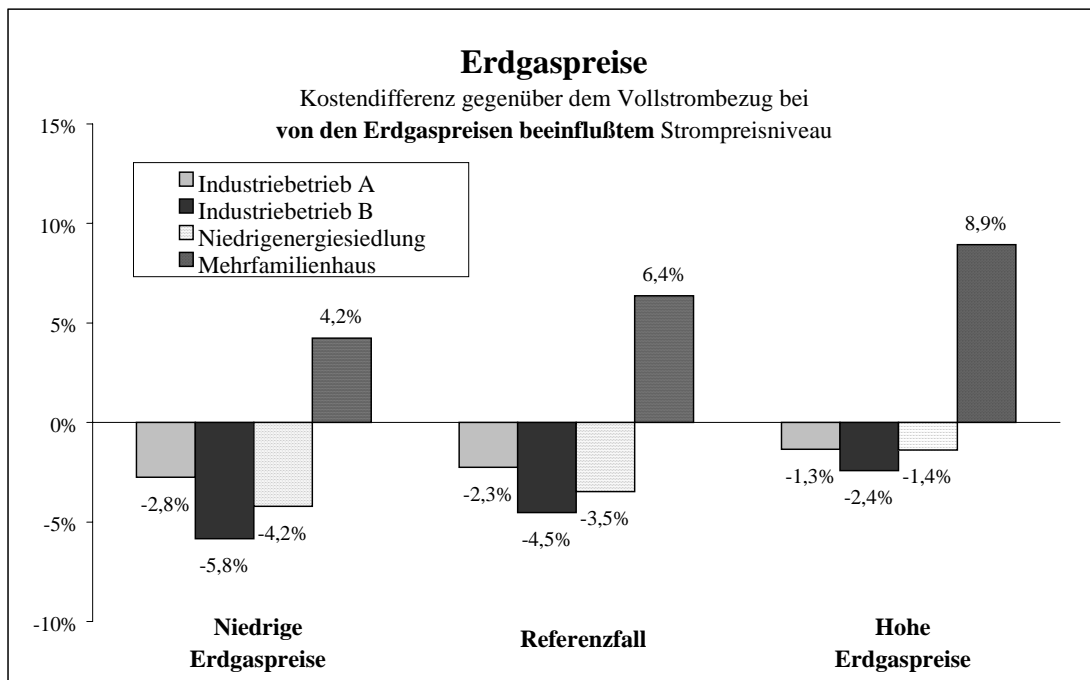


Abbildung 9.9: Einfluß der Erdgaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug bei einer Anpassung des Strompreisniveaus

Die Ergebnisse in Abbildung 9.8 müssen vor diesem Hintergrund bewertet werden. In der Sensitivitätsanalyse **Hohe Erdgaspreise** liegen die Preise 34–39% über den Erdgaspreisen im Referenzfall, in der Sensitivitätsanalyse **Niedrige Erdgaspreise** 19–25% unter dem Niveau im Referenzfall. In einer zweiten Sensitivitätsanalyse wird angenommen, daß sich das Strompreisniveau in geringem Maße den Erdgaspreisen anpaßt: Bei hohen Erdgaspreisen wird ein um 5% höheres Strompreisniveau unterstellt, bei niedrigen Erdgaspreisen ein um 3% niedrigeres Strompreisniveau.<sup>6</sup>

Abbildung 9.9 zeigt, daß unter diesen Rahmenbedingungen die Wirkung der Erdgaspreise auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen abgeschwächt wird. Sollten die Erdgaspreise in Zukunft maßgeblich das Strompreisniveau bestimmen, so kann erwartet werden, daß hohe Erdgaspreise die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen begünstigen, denn KWK-Anlagen zeichnen sich ja gerade durch die bessere Ausnutzung des Brennstoffs aus.

<sup>6</sup>Diesen Zahlen entspricht eine Elastizität von ca. 13%

**In Bezug auf die Erdgaspreise hängt die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen maßgeblich davon ab, wie stark sich die Erdgaspreise in der Höhe des Strompreisniveaus niederschlagen. Ist das Strompreisniveau unabhängig vom Erdgaspreis, so wird die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen durch hohe Erdgaspreise beeinträchtigt und durch niedrige Erdgaspreise begünstigt. In Zukunft kann erwartet werden, daß der Strompreis deutlicher vom Erdgaspreis abhängt, da Kraftwerke auf Erdgasbasis im Vergleich zu anderen Kraftwerkstypen derzeit am kostengünstigsten sind. Das Erdgaspreisniveau spielt dann für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen nur noch eine geringe Rolle.**

## 9.6 Zinssätze und Abschreibungszeit

Mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft haben sich auch die finanziellen Rahmenbedingungen für Investitionen in KWK-Anlagen verändert. Es gibt eine hohe Unsicherheit über das zukünftige Strompreisniveau, die dazu führt, daß Investoren zögern, Kapital in diesem Sektor über einen längeren Zeitraum zu binden.

Diese Entwicklung kann in zweifacher Weise abgebildet werden: Einerseits durch eine verkürzte Abschreibungszeit, andererseits durch Risikozuschläge und damit eine höhere Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Unabhängig davon wird eine kürzere Abschreibungszeit häufig in Industriebetrieben gefordert, bei denen sich der Strom- und Wärmebedarf kurzfristig ändern kann oder der Standort zunächst nur für eine begrenzte Zeit fest eingeplant ist.

Im Referenzfall wird von einem nominalen kalkulatorischen Zinssatz von 10% ausgegangen. In Sensitivitätsanalysen werden Zinssätze betrachtet, die um jeweils ein Drittel höher bzw. niedriger liegen (Abbildung 9.10 auf Seite 147). Neben der kalkulatorischen Abschreibungszeit von 12 Jahren ist die Wirkung einer auf 5 Jahre verkürzten Abschreibungszeit in Abbildung 9.11 auf Seite 147 dargestellt.

Danach macht sich eine Veränderung von Abschreibungszeit oder Zinssatz überproportional bei den kleinen Anlagen bemerkbar, bei denen die Investitionskosten höher sind und die kapitalgebundenen Kosten daher eine größere Rolle spielen. Besonders deutlich wird dies bei der auf 5 Jahre verkürzten Abschreibungszeit in Abbildung 9.11: Bei dem Mehrfamilienhaus liegen in diesem Fall die Kosten zur Deckung des Strombedarfs mit einer KWK-Anlage um 26% über den Kosten beim Vollstrombezug. Doch auch in den Industriebetrieben schrumpfen bei einer Abschreibungszeit von 5 Jahren die Kostenvorteile auf 0,5% und 3,1% zusammen.

Wenn die erhöhte Unsicherheit in der Elektrizitätswirtschaft tatsächlich dazu führt, daß von den Kapitalgebern höhere Zinsen verlangt werden, so sind KWK-

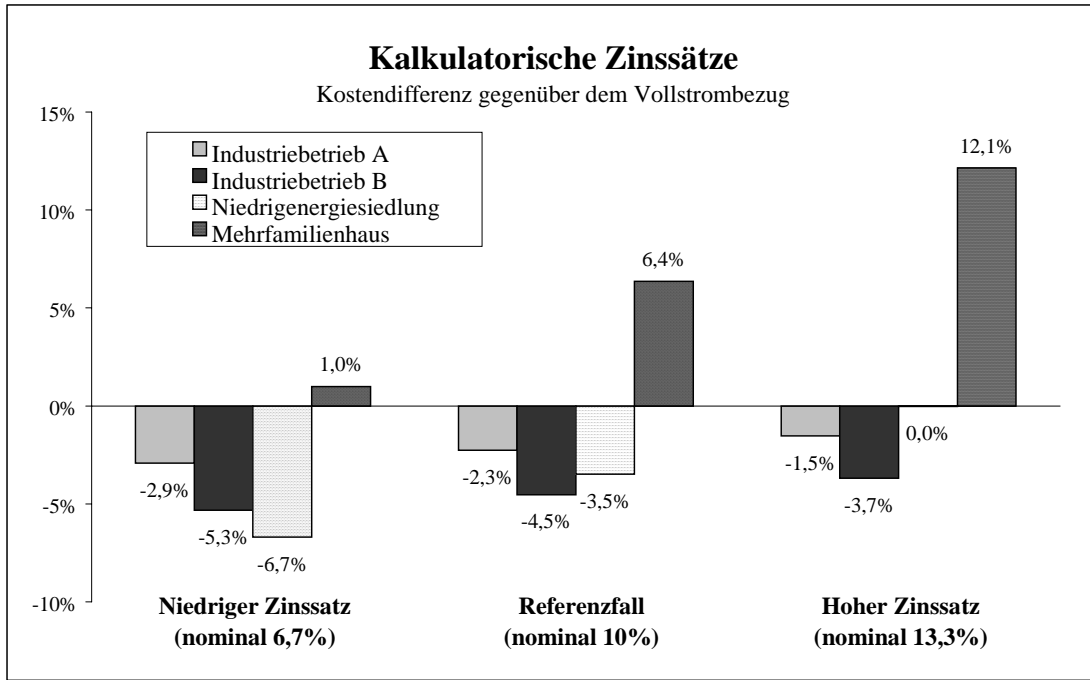


Abbildung 9.10: Einfluß des Zinssatzes auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug

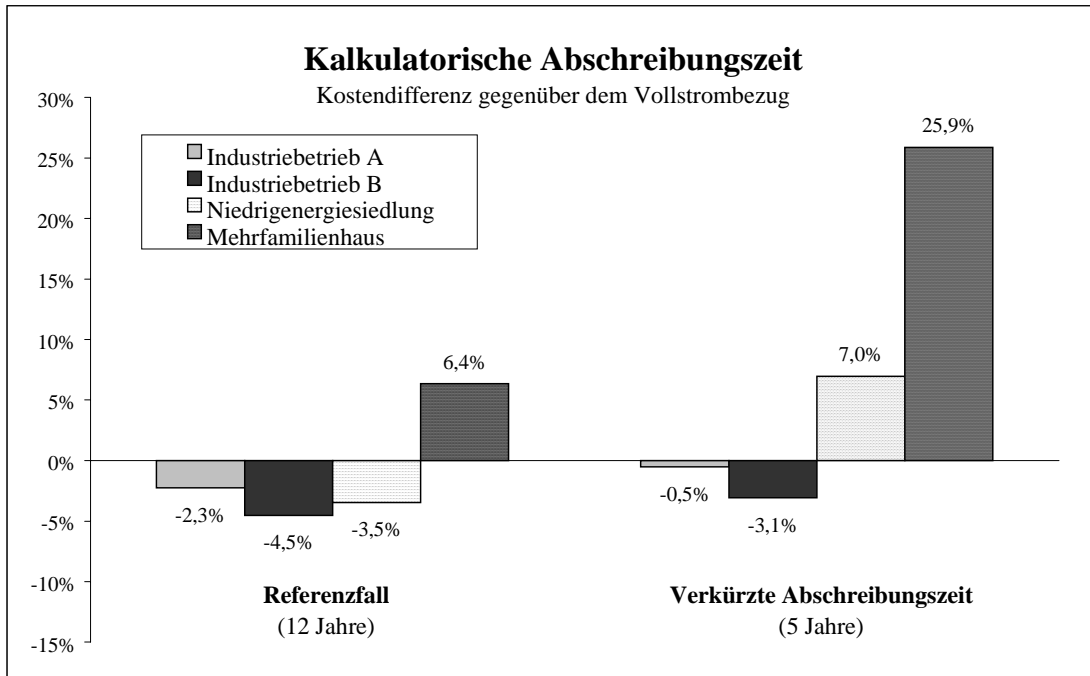


Abbildung 9.11: Einfluß der Abschreibungszeit auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug

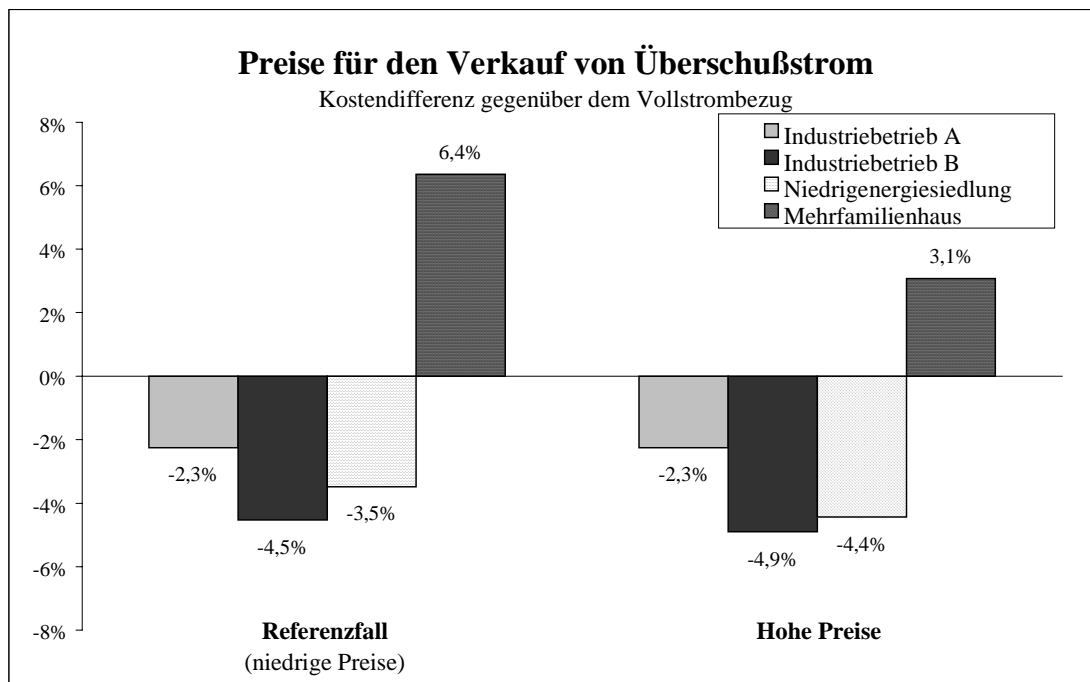


Abbildung 9.12: Einfluß der Preise für Überschußstrom auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug

Anlagen hiervon in besonderem Maße betroffen, da sie zwar die Brennstoffenergie besser ausnutzen, aber mit vergleichsweise hohen Investitionskosten verbunden sind. Wird Kapital teurer, so werden hohe Investitionsausgaben vermieden und durch einen höheren Brennstoffverbrauch substituiert.

**Hohe Zinssätze und kurze kalkulatorische Abschreibungszeiten erhöhen die kapitalgebundenen Kosten und verschlechtern die Wettbewerbsfähigkeit von KWK-Anlagen gegenüber der getrennten Wärme- und Stromerzeugung. Hiervon sind besonders kleine Anlagen mit hohen spezifischen Investitionskosten betroffen.**

## 9.7 Preise für Überschußstrom

Die Liberalisierung der Energiewirtschaft eröffnet den Betreibern von KWK-Anlagen die Möglichkeit, Überschußstrom an Dritte zu verkaufen und hieraus ggf. höhere Vergütungen als nach der Verbändevereinbarung zu erzielen. In diesem Zusammenhang bietet der Verkauf an Ökostromanbieter besonders interessante Perspektiven. Höhere Preise für Überschußstrom bieten auch einige kommunale EVU im Rahmen von öffentlichen Energiesparprogrammen an.

Im Referenzfall werden für den Verkauf von Überschußstrom bereits vergleichsweise niedrige Preise angesetzt (vgl. Kapitel 7.6 auf Seite 86ff). Die Wirkung höherer Preise für Überschußstrom (13,5 Pf/kWh im ersten Betriebsjahr) ist in Abbildung 9.12 dargestellt.

Im Fall der Industriebetriebe ist die Wirkung gering, weil die Anlagen so klein dimensioniert sind, daß die Menge an Überschußstrom vernachlässigbar klein ist. Der Industriebetrieb A produziert keinen Überschußstrom, bei dem Industriebetrieb B beträgt der Anteil des Überschußstroms an der gesamten Eigenerzeugung gerade einmal 0,8%. Angesichts dieses kleinen Anteils ist es beachtlich, daß sich der Kostenvorteil bei den höheren Preisen für Überschußstrom um 10% erhöht.

Bei der Niedrigenergiesiedlung entfalten höhere Preise für Überschußstrom eine interessante Wirkung: Die optimale Betriebsweise ändert sich und es wird zusätzlicher Strom produziert und verkauft (Abbildung 9.13). Bei niedrigen Preisen ist der Verkauf von Überschußstrom meistens unwirtschaftlich, die Anlage wird daher überwiegend Stromgeführt gefahren, sobald der Strombedarf unter die Nennleistung absinkt. Eine Stromeinspeisung ist nur in 274 Stunden eines Jahres ( $\approx 3,1\%$ ) rentabel.

Bei hohen Preisen können hingegen durch den zusätzlichen Verkauf von Überschußstrom die Erlöse erhöht werden. Die Anlage wird nicht mehr stromgeführt, sondern wärmegeführt gefahren. Überschüssiger Strom wird während eines Jahres in 1780 Betriebsstunden eingespeist ( $\approx 20,3\%$ ). Durch die zusätzliche Stromeinspeisung bei hohen Preisen für Überschußstrom wird die Wirtschaftlichkeit verbessert und die Laufzeit der Anlage erhöht (von 5881 auf 6288 Jahresbenutzungsstunden).

Auch bei der Niedrigenergiesiedlung ist die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit vor dem Hintergrund zu beurteilen, daß die Überschußstrommenge mit einem Anteil von 0,7% an der gesamten Stromerzeugung im Referenzfall und 6,7% bei hohen Preisen für Überschußstrom insgesamt relativ gering ist. Im Fall des Mehrfamilienhauses ist der Anteil des Überschußstroms an der Eigenstromerzeugung mit 21% relativ hoch, dennoch ist die Wirkung im Vergleich zu anderen Sensitivitätsanalysen, insbesondere dem **Quotenmodell** geringer.

**Höhere Preise für Überschußstrom – wie sie vielleicht durch den Verkauf an Ökostromanbieter oder eine garantierte Einspeisevergütung erzielt werden können – reichen offensichtlich nicht aus, um der KWK einen *deutlichen* Wettbewerbsvorteil zu verschaffen. Dies liegt vor allem daran, daß die höheren Preise nur den Anlagen zugute kommen, die auch einen mengenmäßig relevanten Anteil an Überschußstrom produzieren. Eine gesetzliche Regelung im Sinne einer Einspeisevergütung wie bei Strom aus regenerativen Energiequellen kann die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen daher auch nur begrenzt verbessern.**

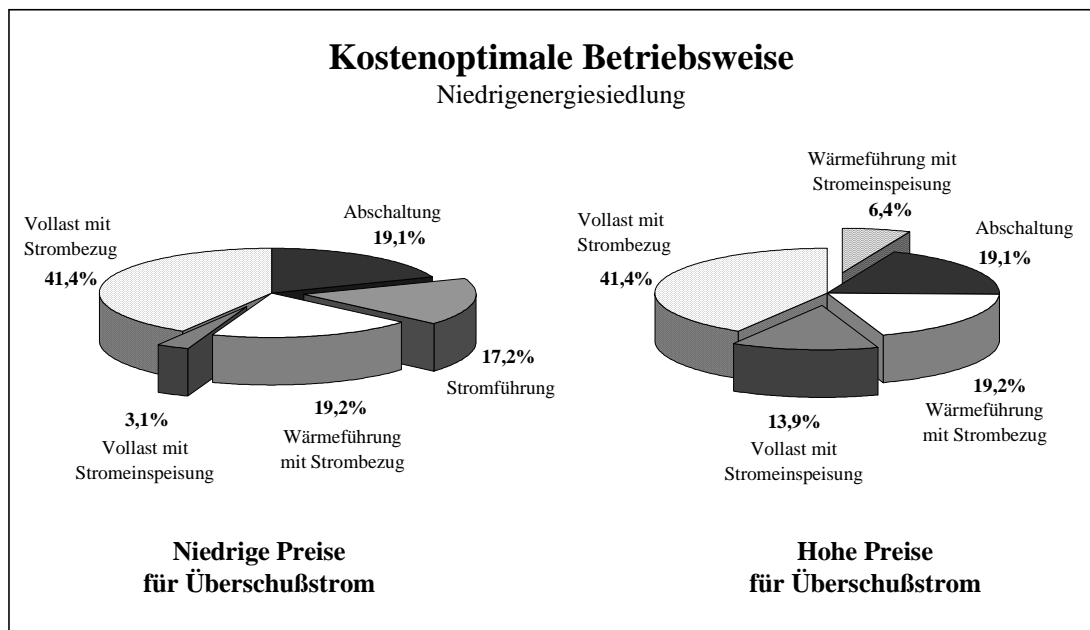


Abbildung 9.13: Kostenoptimale Betriebsweise der KWK-Anlage in der Niedrigenergiesiedlung bei hohen und niedrigen Preisen für Überschußstrom

## 9.8 Quotenregelung

Um den Anteil der KWK an der Stromerzeugung nachhaltig und effizient zu erhöhen, wurde von den Stadtwerken München und Traube (1999) die Einführung eines Quotenmodells vorgeschlagen.<sup>7</sup> Danach müssen alle EVU nachweisen, daß ein bestimmter Anteil des Stroms, den sie an Endkunden verkaufen, in KWK-Anlagen erzeugt wurde. Der Anteil wird durch eine steigende Quote gesetzlich festgelegt. Der Nachweis kann durch eigene Erzeugung oder den Aufkauf von Zertifikaten erfolgen. Betreiber von KWK-Anlagen erhalten aus dem Verkauf von Zertifikaten zusätzliche Einnahmen.

Das vorgeschlagene Quotenmodell wird hier in einer Sensitivitätsanalyse abgebildet, indem für das erste Betriebsjahr bei einer Quote von 12% der Zertifikatspreis auf 3 Pf/kWh geschätzt wird. Für die Folgejahre wird angenommen, daß sich durch die Steigerung der Quote der Zertifikatspreis jährlich um 0,25 Pf/kWh erhöht.

Abbildung 9.14 zeigt, daß sich mit diesen Annahmen die Rentabilität bei allen Referenzobjekten erheblich verbessert. Am deutlichsten ist dies bei dem

<sup>7</sup>Details des Modells sind in Kapitel 4.1 beschrieben, der Gesetzestext findet sich in Anhang A.

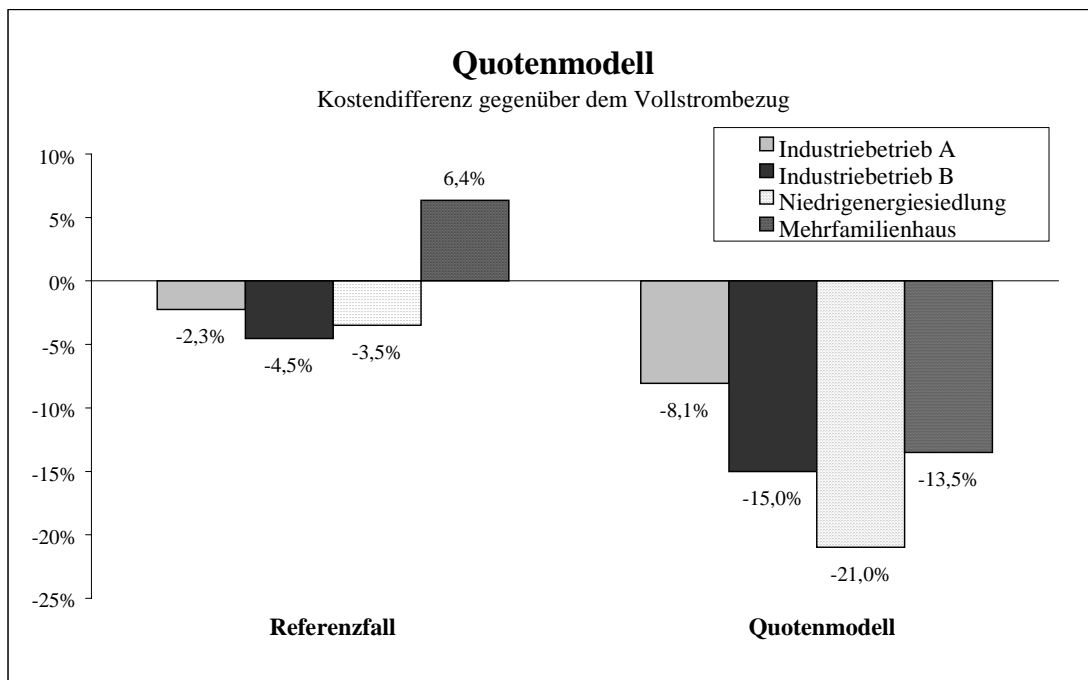


Abbildung 9.14: Wirkung des Quotenmodells auf die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen gegenüber dem Vollstrombezug

Mehrfamilienhaus und der Niedrigenergiesiedlung zu erkennen: Hier können die bisherigen Stromkosten um 13,5% bzw. 21% reduziert werden. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, daß nach dem Vorschlag von Traube für Anlagen in dieser Leistungsklasse die doppelte Anzahl an Zertifikaten ausgestellt wird. Bei einem Zertifikatspreis von 3 Pf/kWh im ersten Betriebsjahr erhalten die Betreiber eine zusätzliche Gutschrift von 6 Pf/kWh für die *erzeugte* (und nicht nur die überschüssige) Strommenge.<sup>8</sup>

Die zusätzliche Ausgabe von Zertifikaten entfaltet hier tatsächlich die Wirkung, die gewollt war: Kleine Anlagen mit vergleichsweise hohen Investitionskosten erhalten einen überdurchschnittlichen Zuschuß und sind so ähnlich profitabel wie die größeren Anlagen.

Denkbar ist auch, daß bei einer niedrigeren Quote zunächst das passive wirtschaftliche Potential der KWK aktiviert wird, das bisher wegen der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Hemmnisse nicht genutzt wurde. In diesem Fall würde es ggf. einen Überschuß an Zertifikaten am Markt geben, der dazu führt, daß der Zertifikatspreis stark verfällt. Ein bestimmter Wert würde den Zertifikaten allerdings bleiben, da Unternehmen überschüssige Zertifikate aufkaufen können, um sie für einen Nachweis in zukünftigen Jahren zu nutzen.

<sup>8</sup>Die Betreiber müssen allerdings auch selbst die Quote nachweisen, sodaß die Nettogutschrift etwas geringer ausfällt.

Mit der Einführung eines Quotenmodells bekommen die Betreiber von KWK-Anlagen aus dem Verkauf von KWK-Zertifikaten eine zusätzliche Einnahmequelle. Die Wirtschaftlichkeit wird dadurch bedeutend verbessert, insbesondere im Vergleich zu dem Szenario mit hohen Preisen für Überschußstrom.



# Kapitel 10

## Fazit

Die derzeitigen und zukünftigen Rahmenbedingungen bringen für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) neue Chancen und neue Risiken. Welche Auswirkungen die Veränderung dieser Rahmenbedingungen auf die Zukunft der KWK hat, wird kontrovers diskutiert und ist kaum prognostizierbar. Es lassen sich jedoch einige qualitative Aussagen treffen, die vor allem darüber Aufschluß geben, welche Rahmenbedingungen die zukünftige Nutzung der KWK fördern und welche die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen. Dabei ist es hilfreich, zwischen den Anlagengrößen und den Bereichen, in denen die KWK genutzt wird, zu differenzieren.

In der Untersuchung hat sich herausgestellt, daß im Vergleich zu anderen Einflußgrößen vor allem der Strompreisverfall infolge der Liberalisierung, die ökologische Steuerreform und die Einführung eines Quotenmodells die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen beeinflussen:

- Der Verfall der Strompreise infolge der Liberalisierung hat für alle potentiellen Anwendungsfelder der KWK zur Folge, daß die Wirtschaftlichkeit stark beeinträchtigt wird. Insbesondere bei einem starken Preisrückgang wird der Vollstrombezug im Vergleich zur Eigenerzeugung günstiger. Verschärft wird diese Situation durch die Einführung von Spotmärkten, an denen Strom zu kurzfristigen Grenzkosten gehandelt wird. Mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft im europäischen Rahmen zeichnet sich auch ab, daß EVU zunehmend im Ausland sehr preisgünstigen Strom einkaufen. Gegen sehr niedrige Strompreise können neue KWK-Anlagen aber nur in wenigen Fällen bestehen. Das wirtschaftliche Potential der KWK wird durch die Liberalisierung daher bedeutend verringert.
- Die ökologische Steuerreform setzt eine ökonomische Anreizwirkung für einen verstärkten Einsatz von KWK-Anlagen. Durch Steuerbefreiungen erhalten die Betreiber gegenüber dem Strombezug und der konventionellen Wärmeerzeugung eine zusätzliche Gutschrift, die bereits in der ersten Stufe

1,2 – 4,8 Pf/kWh<sub>el</sub> ausmacht. Die Steuerermäßigungen kommen vor allem kleinen, nicht-gewerblichen Anlagen zugute.

Bei der Analyse ist allerdings sichtbar geworden, daß das derzeitige System aus umweltökonomischer Sicht zum Teil nicht besonders effizient ist: Die ermäßigten Steuersätze für das produzierende Gewerbe und die Grenze von 700 kW<sub>el</sub>, unterhalb derer Betreiber von KWK-Anlagen von der Stromsteuer befreit sind, führen dazu, daß das hohe Potential für große Anlagen in der Industrie und der Fernwärmewirtschaft nicht ausgenutzt wird und unter Umständen die Anlagen sogar kleiner konzipiert werden. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund bedauerlich, daß hier CO<sub>2</sub>-Emissionen mit niedrigen, zum Teil negativen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten reduziert werden können.

- Durch die Einführung eines Quotenmodells mit handelbaren Zertifikaten wird das KWK-Potential in Deutschland effizient und nachhaltig erschlossen: Verschiedene Ausbaualternativen konkurrieren gegeneinander, sodaß die kostengünstigsten Potentiale erschlossen werden. Durch den Verkauf von Zertifikaten erhalten die Betreiber eine zusätzliche Einnahmequelle, mit der bisher unwirtschaftliche Anwendungen rentabel werden. Fragwürdig ist die vorgeschlagene Ausgabe von zusätzlichen, ungedeckten Zertifikaten für kleine Anlagen, da hierdurch der Wettbewerb um die günstigsten Ausbaupotentiale verzerrt wird und die Quote nicht erreicht wird.
- Die Vermarktung des Überschußstroms kann bei KWK-Anlagen, die einen hohen Wärmebedarf und einen vergleichsweise geringen Strombedarf decken müssen, zu einer relevanten zusätzlichen Einnahmequelle werden. Hier bietet insbesondere der Verkauf von Ökostrom eine interessante Perspektive. Im Vergleich zu den Auswirkungen des Strompreisverfalls entsteht hierdurch jedoch nur ein geringer ökonomischer Vorteil.
- Das Erdgaspreisniveau wird in Zukunft nur noch einen geringen Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen haben, da neben den anlegbaren Wärmepreisen auch die Strompreise stärker von dem Erdgaspreis abhängen werden.
- Hohe Zinssätze, besonders aber kurze kalkulatorischen Abschreibungszeiten beeinträchtigen die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen. Bei Abschreibungszeiten von fünf Jahren, wie sie häufig in der Industrie gefordert werden, können auch bei einem hohen Strom- und Wärmebedarf nur größere Anlagen realisiert werden.

### **Industrieunternehmen**

In Industrieunternehmen gibt es zufolge verschiedener Studien ein hohes wirtschaftliches Potential für die Kraft-Wärme-Kopplung. Auch in den zwei unter-

suchten Fällen ist der Einsatz von BHKW bei sinkenden Strompreisen noch wirtschaftlich. Dies liegt vor allem an einem ganzjährig ausreichend hohen Strom- und Wärmebedarf.

Zur Zeit gibt es in der Industrie eine starke Zurückhaltung, was Investitionen in neue KWK-Anlagen betrifft. Diese Zurückhaltung rührt vor allem aus der Unsicherheit über die Entwicklung zukünftiger Strompreise. *Kurzfristig* kann daher unter den gegebenen Rahmenbedingungen kaum mit einem Ausbau der KWK gerechnet werden. *Mittelfristig* stellt sich die Situation bereits anders dar:

- Gegen Mitte des nächsten Jahrzehnts müssen eine Reihe von alten Kraftwerken in Deutschland ersetzt werden. Dann werden auch die bestehenden Überkapazitäten abgebaut, sodaß sich die Preise eher an den langfristigen als an den kurzfristigen Grenzkosten orientieren werden. Unter einem besser prognostizierbaren energiewirtschaftlichen Umfeld wird auch die Bereitschaft zu Investitionen in die KWK steigen.
- Durch die Liberalisierung der Energiewirtschaft werden einige der bestehenden Hemmnisse für die Nutzung der KWK abgebaut. Hierzu zählen zum Beispiel überhöhte Preise für die Vorhaltung von Reserveleistung oder der Zwang zu wärmegeführtem Betrieb.
- Das hohe unerschlossene Potential in der Industrie beruht unter anderem darauf, daß viele alte Wärmeerzeugungsanlagen bisher nicht ersetzt wurden. Die ökologische Steuerreform setzt einen Anreiz, die alten Anlagen nicht nur durch Heizkessel, sondern auch durch KWK-Anlagen zu ersetzen. Mit der Verabschiedung der folgenden Stufen der ökologischen Steuerreform wird eine höhere Sicherheit für Investitionsentscheidungen geschaffen. Dabei wird sich auch herauskristalisieren, wie groß der steuerliche Vorteil für die Eigenerzeugung in KWK-Anlagen ist.

Für die Industriebetriebe kann daher festgehalten werden: Das wirtschaftliche Potential der KWK wird durch die Liberalisierung zwar erheblich verringert, aber es kann erwartet werden, daß die Potentiale, die bestehen bleiben, eher genutzt werden. Hieraus ist zu erklären, daß Herr Dr. Budde, Geschäftsführer des VIK, für „die technisch-wirtschaftlich sinnvolle“ KWK zu der Einschätzung kommt, daß „man in Deutschland ohne Übertreibung mit einem deutlichen KWK-Wachstum rechnen kann“ (Budde 1999).

### **Kleine BHKW**

Die KWK mit kleinen Anlagen ist mit einem relativ hohen investiven Aufwand und hohen Instandhaltungs- und Wartungskosten verbunden. Der Einsatz solcher Anlagen rechnet sich unter den veränderten Rahmenbedingungen nur bei einem ganzjährig hohen Strom- und Wärmebedarf, mit dem eine hohe Auslastung der

Anlagen erreicht werden kann. Dies kann zum Beispiel durch die Verwendung von vergleichsweise kleinen Anlagen in Nahwärmenetzen realisiert werden.

### **Stadtwerke mit Fernwärmenetzen**

Viele Stadtwerke betreiben große KWK-Anlagen zur Versorgung von Fernwärmenetzen für die Wohnungswirtschaft. Um den Wärmebedarf der angeschlossenen Haushalte zu decken, müssen diese Anlagen das ganze Jahr über wärmegeführt betrieben werden. Hierdurch können Stadtwerke nur begrenzt auf Preissignale reagieren. Unter Umständen müssen die KWK-Anlagen zur Deckung des Wärmebedarfs auch dann weiter betrieben werden, wenn der Stromeinkauf von außerhalb günstiger wäre. Hinzu kommt, daß die Anlagen durch den geringen Wärmebedarf im Sommer schlechter ausgelastet sind als industrielle KWK-Anlagen.

Dieser Wettbewerbsnachteil kann durch die Stadtwerke nur ausgeglichen werden, indem ggf. die KWK-Anlagen durch konventionelle Heizkessel ersetzt werden und der Strom bezogen wird. Im Fall der Fernwärmenetze von Stadtwerken droht daher ein Abbau des derzeit genutzten Potentials.

# Anhang A

## Gesetzestexte zum Quotenmodell

### A.1 Entwurf Gesetzestext

#### Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

- (1) Die Sicherung und der Ausbau der umwelt- und ressourcenschonenden Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung im Geltungsbereich dieses Gesetzes ist mittels einer Quote zu bewirken. Durch die Quote wird festgelegt, welchen Anteil die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Elektrizität an der Gesamtmenge der erzeugten Elektrizität abzüglich der aus regenerativen Energien erzeugten Elektrizität haben soll. Die Quote ist in zeitlichen Abständen angemessen zu erhöhen.
- (2) Wer Elektrizität in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt, erhält auf Antrag von der zuständigen Behörde Zertifikate über die erzeugten Kilowattstunden. Wer im Geltungsbereich des Gesetzes Elektrizität an Letztverbraucher verkauft oder als Letztverbraucher für den eigenen Bedarf erzeugt, hat für jede verkaufte oder eigenerzeugte Kilowattstunden die Quote durch zertifizierte Eigenerzeugung oder den Erwerb von Zertifikaten zu erfüllen.
- (3) Als in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Elektrizität im Sinne dieser Vorschrift gilt:
  1. die Netto-Elektrizitätserzeugung der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, deren jährliche Netto-Netzeinspeisung von elektrischer Energie und von zur energetischen Nutzung bestimmten Wärmeenergie mindestens 70 Prozent der jährlich eingesetzten Brennstoffenergie (unterer Heizwert) ist oder
  2. bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer Brennstoffausnutzung unter 70 Prozent das Produkt aus der zur energetischen Nutzung bestimmten Wärmenetzeinspeisung und der Stromkennzahl; die Strom-

kennzahl ist das Verhältnis der Erzeugung von elektrischer Energie zu Wärmeenergie bei Vollast und maximaler Wärmeauskopplung.

- (4) Zur Erschließung kleiner Wärmebedarfspotentiale für die Kraft-Wärme-Kopplung werden für die Elektrizitätserzeugung in kleinen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen unterhalb 1.000 kW elektrischer Leistung zusätzliche Zertifikate ausgegeben in Höhe von
1. 100 Prozent der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen unter 50 kW<sub>el</sub>
  2. 60 Prozent der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen ab 50 - 199 kW<sub>el</sub>
  3. 40 Prozent der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen ab 200 - 499 kW<sub>el</sub>
  4. 20 Prozent der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bei Anlagen ab 500 - 999 kW<sub>el</sub>
- (5) Das Nähere einschließlich der Quote und des Verfahrens wird durch Rechtsverordnung des Bundesministers für Wirtschaft in Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt und Naturschutz mit Zustimmung des Bundesrates festgelegt. In der Rechtsverordnung kann ein Interventionsrecht der zuständigen Behörde zur Stabilisierung des Kurses der Zertifikate durch Verkauf ungedeckter Zertifikate festgelegt werden; dabei erzielte Einnahmeüberschüsse sind zweckgebunden zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung zu verwenden.

## A.2 Entwurf Rechtsverordnung

### Verordnung über die Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung

Aufgrund des §... des Gesetzes ... verordnet das Bundesministerium für Wirtschaft im Einvernehmen mit dem Ministerium für Umwelt und Naturschutz:

#### § 1 Anwendungsbereich

Den Vorschriften dieser Verordnung unterliegt, wer im Geltungsbereich des Gesetzes über die Elektrizitätswirtschaft Elektrizität an Letztverbraucher verkauft oder als Letztverbraucher für den eigenen Bedarf erzeugt.

## § 2 Zertifizierung der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

- (1) Das Bundesamt für Wirtschaft erteilt auf Antrag Zertifikate für die im Geltungsbereich des Gesetzes über die Elektrizitätswirtschaft in KWK erzeugte, der Definition in §... Abs. 3 des Gesetzes ... entsprechende elektrische Arbeit.
- (2) Voraussetzung für die Zertifikatsausgabe ist, daß die betreffende KWK-Anlage zuvor unter Angabe der im beigegeführten Formblatt 1 bzw. la unter Ziff. 1 genannten Daten beim Bundesamt angemeldet und registriert wird. Als Beleg für die Angaben gelten bei Anlagen bis 10 MW elektrischer Leistung die Herstellerangaben, bei höherer Leistung das Testat der mit der technischen Abnahme betrauten Organisation. Technische Modifikationen die nach der ersten Inbetriebnahme erfolgen und die angegebenen Daten nicht nur unwesentlich verändern, sind dem Bundesamt zu melden.
- (3) Für die Zertifikatsausstellung sind dem Bundesamt für jede KWK-Erzeugungseinheit die im Formblatt 1 bzw. la unter Ziff. 2 benannten Daten (Zeitraum, Stromerzeugung, Wärmenetzeinspeisung, Brennstoffeinsatz) mitzuteilen.

Die Zertifikate werden vom Bundesamt unter Berücksichtigung der Regelungen des §... Abs. 3 und 4 des Gesetzes ... entsprechend der mitgeteilten Daten und der in Ziff. 3 des Formblattes 1 bzw. la aufgeführten Berechnungsweise für den beantragten Zeitraum, der in der Regel ein oder mehrere Kalendervierteljahre betragen soll, ausgestellt.

- (4) Das Bundesamt kann Verwaltungshelfern die Prüfung der Anträge und Ausstellung der Zertifikate übertragen.
- (5) Die Zertifikatsantragsteller sowie die nach § 3 Absatz (1) dieser Verordnung Verpflichteten haben den Mitarbeitern oder Beauftragten des Bundesamtes jederzeit Zutritt zu ihren Räumen zu gewähren und auf Verlangen alle Unterlagen vorzulegen, die zur Kontrolle erforderlich sind.
- (6) Die Zertifikate sind verkäuflich und in beliebiger Stückelung frei handelbar.

## § 3 Verpflichtung zum Erwerb von KWK-Zertifikaten

- (1) Jeder, der Elektrizität an Letztverbraucher verkauft oder als Letztverbraucher für den eigenen Bedarf erzeugt, hat KWK-Zertifikate im Sinne dieser Verordnung zu erwerben, deren Menge - bezogen auf die von ihm in einem Kalenderjahr insgesamt verkauft und/oder für den Eigenbedarf erzeugte Elektrizität abzüglich der Elektrizität aus regenerativen Energien - der gem.

§ ... Absatz (1) des Gesetzes... vorgeschriebene Pflichtquote entspricht. Der Erwerb kann durch eigene KWK-Erzeugung und/oder Kauf erfolgen.

- (2) Die nach (1) Verpflichteten haben dem Bundesamt für Wirtschaft mittels des beigefügten Formblattes 2 (Nachweiserklärung) die Erfüllung der Pflichtquote jeweils bis zum 31.03. für das vorangegangene Kalenderjahr nachzuweisen.
- (3) Von der Nachweispflicht ausgenommen sind diejenige, die ausschließlich regenerativ erzeugte Elektrizität an Letztverbraucher verkaufen oder für den eigenen Bedarf erzeugen.
- (4) Verfügt ein Verpflichteter über mehr als die zur Erfüllung der Pflichtquote erforderlichen Zertifikate, so kann er dies gemäß Formblatt 2, Ziff. 4, als Guthaben in das folgende Jahr übertragen.
- (5) Gelingt es einem Verpflichteten nicht, in einem Kalenderjahr die Pflichtquote zu erfüllen, kann er dies ausgleichen, indem er gemäß Formblatt 2 im folgenden Jahr die fehlende Menge zuzüglich 10% nachweist. Kann ein Verpflichteter in jedem von drei aufeinander folgenden Jahren die Erfüllung der Quote nicht nachweisen, so kann das Bundesamt für Wirtschaft eine angemessene Geldbuße verhängen.

#### **§4 Festsetzung der KWK-Pflichtquote**

- (1) Die gemäß §3 durch Erwerb von Zertifikaten zu erfüllende Pflichtquote wird für die auf das Inkrafttreten des § ... des Gesetzes ... folgenden zwei Kalenderjahre auf 12 % festgesetzt.
- (2) Das Bundesamt überprüft nach Ablauf des ersten dieser zwei Kalenderjahre die Angemessenheit der Quote. Auf der Basis dieser Überprüfung wird für das dritte Kalenderjahr durch Rechtsverordnung gemäß § ... Abs.5 des Gesetzes ... unter Beachtung der in § ... Abs. 1 des Gesetzes ausgesprochenen Zielsetzung einer angemessenen Erhöhung die Pflichtquote modifiziert festgesetzt. Weitere Erhöhungen werden im Sinne der Zielsetzung, Anreize zum Zubau von KWK-Anlagen zu schaffen, in angemessenen Zeitabständen erfolgen.

#### **§ 5 Zertifikatshandel**

- (1) Ergänzend zum direkten Zertifikatshandel zwischen den Marktpartnern kann das Bundesamt zur Vermarktung der Zertifikate, insbesondere von Kleinerzeugern eine Zertifikatsbörse installieren, sofern sich der Bedarf dafür herausstellt.



- (2) Sofern die KWK-Erzeugung zur Deckung der Quote nicht ausreicht und der Zertifikatspreis infolge einhergehender Verknappung der Zertifikate einen oberen Grenzpreis überschreitet, kann das Bundesamt für Wirtschaft ungedeckte Zertifikate zu diesem Grenzpreis verkaufen.
- (3) Sofern der Zertifikatspreis einen unteren Grenzpreis unterschreitet, kann das Bundesamt zur Stabilisierung des Kurses Zertifikate aufkaufen.
- (4) Die Grenzpreise werden zunächst zu 2 bzw. 5 Pf/kWh festgesetzt. Sie werden ständig auf ihre Angemessenheit geprüft und bei Bedarf neu festgesetzt.

## **§ 6 Gebühren**

- (1) Für die Zertifikatsausstellung wird eine Gebühr in Höhe von ..... erhoben.
- (2) Die Gebührenschuld entsteht mit dem Eingang des Antrags beim Bundesamt für Wirtschaft.

## **§ 7 Ordnungswidrigkeiten**

- (1) Ordnungswidrig im Sinne des § 22 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitätswirtschaft handelt, wer vorsätzlich oder fahrlässig
  1. entgegen § 2 Abs. 1 und § 2 Abs. 2 eine Angabe unrichtig mitteilt,
  2. entgegen § 3 Abs. 1, Abs. 2, Abs. 5 die vorgeschriebene Pflichtquote nicht erfüllt oder nicht rechtzeitig nachweist.

## **§ 8 Inkrafttreten**

Diese Verordnung tritt am Tage nach der Verkündung in Kraft.



# Anhang B

## Mathematische Formeln

### B.1 Gleichungen für die Optimierung der Anlagengröße der Niedrigenergiesiedlung

Zielfunktion

$$\min_{\tilde{P}_{el}} \left[ a \cdot \left( \underbrace{n_M \cdot f(n_M) \cdot 8724 \cdot \tilde{P}_{el}^{0,676}}_{\text{Investitionskosten BHKW}} - \overbrace{1300 \cdot \left[ P_{W,max}^{0,774} - (P_{W,max} - (n_M - 1) \cdot \tilde{P}_W)^{0,774} \right]}^{\text{Vermiedene Investitionskosten ZK}} \right) \right. \\ \left. + \underbrace{\frac{Q_{BHKW} + W_{BHKW}}{\eta_N} \cdot \bar{p}_{Br}}_{\text{Brennstoffkosten}} + \underbrace{W_{BHKW} \cdot \bar{c}_{Wart}}_{\text{Wartungskosten}} - \underbrace{Q_{BHKW} \cdot \frac{\bar{p}_{Br} + \bar{t}_{Erdgas,ZK}}{\eta_{ZK}}}_{\text{Verm. Wärmeerzeugungskosten}} \right]$$

wobei

$$a = \frac{i \cdot (1+i)^{n_A}}{(1+i)^{n_A} - 1}$$

$$Q_{BHKW} = \tilde{P}_W \cdot T_{Vollast} + \int_{T_{Vollast}}^{T_{Ges}} P(t) dt$$

$$W_{BHKW} = 1,05 \cdot \tilde{P}_{el} \cdot T_{Vollast} + s \cdot \int_{T_{Vollast}}^{T_{Ges}} P_W(t) dt$$

$$T_{Vollast} = T\left(\tilde{P}_W \cdot n_M\right)$$

$$T_{Ges} = T\left(\frac{\tilde{P}_W}{2}\right)$$

$$\bar{c}_{Wart} = a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{c_{Wart,n}}{(1+i)^n}$$

$$\bar{p}_{Br} = a \cdot \sum_{n=1}^{n_A} \frac{p_{Br,n}}{(1+i)^n}$$

und

$$\tilde{P}_W = \frac{\tilde{P}_{el}}{0,0673564 \cdot \ln \tilde{P}_{el} + 0,2886}$$

$$\begin{aligned} P_W(T) &= 1,01702 \cdot 10^{-20} \cdot T^6 - 2,59114 \cdot 10^{-16} \cdot T^5 \\ &\quad + 2,42298 \cdot 10^{-12} \cdot T^4 - 1,02106 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 \\ &\quad + 2,26189 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 - 0,0615106 \cdot T + 182,177 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T(P_W) &= -1,30329 \cdot 10^{-8} \cdot P_W^6 + 5,45750 \cdot 10^{-6} \cdot P_W^5 \\ &\quad - 7,51133 \cdot 10^{-4} \cdot P_W^4 + 0,0227678 \cdot P_W^3 \\ &\quad + 3,22074 \cdot P_W^2 - 303,610 \cdot P_W + 10953,9 \end{aligned}$$

# Anhang C

## Ergebnistabellen













# Literaturverzeichnis

- ASUE (1999):** Erklärung vom 8. Februar 1999, veröffentlicht unter [www.asue.de/aktuel.htm](http://www.asue.de/aktuel.htm)
- Bode, W.; Müller, R. (1996):** Optimale Auslegung von Blockheizkraftwerken, in: HTWK – Beiträge zu Lehre und Forschung, Nr. 2, S. 13–18
- Brosziewski, H.-U. (1999):** Mit eigenem BHKW Ökosteuern sparen und die Rendite der Immobilie erhöhen, in: Euroheat & Power - Fernwärme International Nr. 3, S. 58-59
- Brunnengräber, B.; Loga, T. (1996):** Jahresdauerlinien für Niedrigenergiesiedlungen. Gemessene Tagesganglinien als Grundlage für die Auslegung von Blockheizkraftwerken, Insitut für Wohnen und Umwelt (IWU) und Büro für ökologische Energienutzung (BÖE), Darmstadt 1996
- Budde, H.J. (1999):** KWK – looser or winner des Wettbewerbs in der Energielandschaft?, in: VIK-Mitteilungen, Heft 1, Seite 2–4
- Damberger, S. u.a. (1994):** Vergleich der Strom- und Heizenergieerzeugung in gekoppelten und ungekoppelten Anlagen vor dem Hintergrund der Einsparmöglichkeiten durch Wärmedämmung, Juni 1994, ISP Eduard Pestel Institut für Systemforschung
- DIW et al. (1999):** Politiksznarien für den Klimaschutz - II, Berlin 1999, im Erscheinen
- Drillisch, J. (1998):** Quotenregelung für erneuerbare Energien und Zertifikats-handel auf dem niederländischen Elektrizitätsmarkt, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 4, S. 247-263
- Duwensee, W.; Garczarek, J. (1994):** Optimierung von Blockheizkraftwerken, in: HLH - Zeitschrift für Heizung, Lüftung, Klimatechnik, Haustechnik, Band 45, Heft 10, Seite 489-494
- Eicher, H. und Stadler, M. (1995):** Die Bedeutung der Dynamik bei der Planung und beim Betrieb von Blockheizkraftwerken, in: Brennstoff, Wärme, Kraft - BWK, Band 47, Heft 11/12, Seite 461-464

- Endres, A. (1994):** Umweltökonomie. Eine Einführung.
- Energiereferat der Stadt Frankfurt am Main (1999):** Richtpreiserhebung  
MHKW-Anlagen 1999
- Enquete-Kommission (1994):** Bericht der Enquete-Kommission des deutschen  
Bundestags zum Thema Energie, Drucksache 12/8600, Deutscher Bundes-  
tag, Bonn 31.10.1994
- EU-Kommission (1997):** Mitteilung der Kommission an den Rat und das eu-  
ropäische Parlament, Gemeinschaftsstrategie zur Förderung der Kraft-Wärme-  
Kopplung (KWK) und zum Abbau von Hindernissen, die ihrer Entwicklung  
entgegen stehen, KOM(97) 514 endg.
- EWAG AG (1999):** Das  $CO_2$ -Minderungsprogramm Nürnberg. Maßnahmen,  
Voraussetzungen, Zuschüsse, Stand 1999, zusätzlich: Telefongespräch mit  
Herrn Wiacker
- Handrock, W. (1995):** Das energiewirtschaftliche Umfeld der Kraft-Wärme-  
Kopplung, in: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen  
Energieverbrauch (ASUE), Band 12, Kraft-Wärme-Kopplung, Essen 1995
- Hartung, R. (1997):** Reformauswirkungen auf die kommunale Fernwärme, in:  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 4, S. 197-200
- Heiburg, O. (1997):** Bewertung/Wirtschaftlichkeit, in: Blockheizkraftwerke 97.  
Technik und Entwicklung, Wirtschaftlichkeit, Betriebserfahrungen. VDI-  
Berichte, Band 1312, Seite 89-105, Düsseldorf 1997
- Koch, G.; Schmitz, K.W. (1996):** Kraft-Wärme-Kopplung: Anlagenauswahl  
- Dimensionierung - Wirtschaftlichkeit - Emissionsbilanz, VDI-Verlag, Düssel-  
dorf
- Kralemann, M.; Kersten, G.; Verweyen, N. (1996):** Analyse ausgewählter  
Studien über technische und wirtschaftliche Potentiale von Kraft-Wärme-  
Kopplung, in: Elektrizitätswirtschaft Nr. 24, S. 1600-1604
- Kreuzberg, P. (1997):** Liberalisierung der Energiemärkte und wirtschaftlich  
optimale Auslegung wärmegeführter Heizkraftwerke, in: Zeitschrift für Ener-  
giewirtschaft Nr. 4, S. 317-327
- Kreuzberg, P. (1998,1):** Einspeisevergütung als Putoption - eine Bewertung  
unterschiedlicher Stromqualitäten, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr.4,  
S. 221-231
- Kreuzberg, P. (1998,2):** EUDIS, Forecasting Spot Prices for the European  
Power Market, EWI Working Paper 98/2

- Lilich, K.-H. (1996):** Optimale Auslegung einer Kraft-Wärme-Kopplung, in: HLH - Zeitschrift für Heizung, Lüftung, Klimatechnik, Haustechnik, Band 47, Heft 11, Seite 45-49
- Loga, T.; Menje, H. (1992):** Die „Niedrigenergiesiedlung Distelweg“ in Niedernhausen. Projektdarstellung, Institut für Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt 1992
- Lorenz, S. (1998):** Verfahren für den optimalen Betrieb von Blockheizkraftwerken, in: Brennstoff, Wärme, Kraft - BWK, Band 50, Heft 11/12, Seite 38-43
- Lux, R.; Thöne, E. (1996):** Potentiale der Kraft-Wärme-Kopplung - ein Vergleich aktueller Potentialstudien, in: Euroheat & Power - Fernwärme international Nr. 7/8, S. 437-445
- Matthes, F.C.; Roos, W.; Witt, J. (1994):** Kriterien und Instrumente zur Bewertung des Potentials der Kraft-Wärme-Kopplung in Brandenburg. Phase I+II, Freiburg/Berlin, Juni 1994, Öko-Institut
- Meixner, H. (1995):** Chancen, Hemmnisse und Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung, in: 1. Statusseminar Kraft-Wärme-Kopplung, durchgeführt durch die Brandenburgische Energiespar-Agentur (BEA) und die Berliner Energieagentur, 15. Februar 1995
- Müller-Achterwinter, H. u.a. (1997):** Die Bewertung des in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms im Rahmen des Strompreisgenehmigungsverfahrens, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft Nr. 3, S. 231-259
- Nitsch, J. u.a. (1994):** Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg. Juni 1994, DLR
- Pohlmann, M. (1999):** Konkret vermiedene Kosten für KWK-Strom auch nach neuem Recht?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, Seite 88-90
- Prognos AG (1995):** Die Energiemärkte Deutschlands im zusammenwachsenden Europa - Perspektiven bis zum Jahr 2020
- RWE Energie (1999):** Vertrag für Betriebsstätten mit eigener Erzeugung elektrischer Energie durch „rationelle Energienutzung“, d.h. Stromerzeugung aus regenerativen Energien, aus Abfallenergien oder im Wege unmittelbarer Kraft-Wärme-Kopplung (mit Anlage); Preisregelungen L200, Zu 200+R, L125, Zu 125+R, MSP 1, MSP 2, NSP 1, NSP 2, ZuSML2000+R, ZuSML 4000 +R, Stand Juli 1999, Essen 1999
- Schmidt, P.C. (1998):** Berechnung der Kosten von Wärmeerzeugungsanlagen, VDI-Berichte Nr. 1129, VDI-Verlag, Düsseldorf

- Schneider, L. (1998):** Stromgestehungskosten in Großkraftwerken. Entwicklungen im Spannungsfeld von Liberalisierung und Ökosteuern, Hrsg.: Öko-Institut, Werkstattreihe
- Traube, K.; Schulz, W.; Salmen, H.-U. (1995):** Ermittlung und Verifizierung der Potentiale und Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung zur Fern- und Nahwärmeversorgung (ABL und NBL) im Bereich Siedlungs-KWK. Studienprogramm der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestags, Bremer Energie-Institut (BEI)
- Traube, K. u.a. (1998):** Quoten-/Zertifikatsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht Nr.2, S. 25-31
- Traube, K. (1999):** Zur Behinderung der Eigenerzeugung in KWK durch die Gestaltung von Stromlieferungsverträgen, Bericht des Bremer Energie-Instituts (BEI)
- Tsatsaronis, G.; Bejan, A.; Moran, M. (1996):** Thermal Design and Optimization, John Wiley & Sons, New York
- VDEW; BDI; VIK (1998):** Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten, 22. Mai 1998
- VDEW (1996):** Jahresbericht
- VDEW, BDI, VIK (1994):** Grundsätze über die Intensivierung der stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit zwischen öffentlicher Elektrizitätsversorgung und industrieller Kraftwirtschaft vom 1. August 1979, i.d.F. vom 27. Juni 1988 und 27. September 1994
- VDEW (1987):** Stromerzeugungskostenvergleich 1990 in Betrieb gehender großer Kern- und Steinkohle-Kraftwerksblöcke, Frankfurt/Main, 19. Oktober 1987
- VDI-Richtlinie 2067 (1988):** Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen, Blatt 1: Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen; Blatt 7:Blockheizkraftwerke. VDI-Verlag, Düsseldorf 1983 und 1988
- VDMA (1998):** BHKW-Servicevertrag und Leistungsverzeichnis. Ein Leitfaden für die Vertragspraxis, herausgegeben von der Fachgemeinschaft Kraftmaschinen im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Frankfurt am Main 1998
- VEA (1999,1):** Mitteilungen des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer e.V., Strompreisvergleich I/1999 (Stand 01.04.1999)

- VEA (1999,2):** Mitteilungen des Bundesverbandes der Energie-Abnehmer e.V., Erdgaspreisvergleich I/1999 (Stand 01.04.1999)
- Vogelsang, H. (1997,1):** Energie-Management-System zur optimalen Auslegung von Blockheizkraftwerken, VDI-Fortschrittbericht, Reihe 6, Nr. 371, Düsseldorf 1997
- Vogelsang, H.; Pruschek, R. (1997,2):** Kosten- und energieoptimale Auslegung von Blockheizkraftwerken, in: Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung, VDI-Bericht Band 1321(2), Seite 657-671